

# **LOTOS Infrastruktura SPÓŁKA AKCYJNA z siedzibą w Jaśle**

## **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

Tekst obowiązujący od dnia: 1 sierpnia 2014r.

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/ 2014 z dnia 10 lipca 2014r. postanowienia instrukcji obowiązują z datą wpisania na stronie tytułowej niniejszej Instrukcji.

**SPIS TREŚCI**

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE .....	6
2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ SIECI I URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH .....	9
2.1. Zasady przyłączania .....	9
2.2. Zasady odłączania .....	11
2.3. Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej .....	12
2.4. Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń i instalacji odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych .....	12
2.4.1. Wymagania ogólne .....	12
2.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców .....	13
2.4.3. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących .....	13
2.5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych .....	14
2.5.1. Wymagania ogólne .....	14
2.5.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat B .....	17
2.5.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat C .....	18
3. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	20
3.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych .....	20
3.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej .....	20
3.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu .....	20
3.3.1. Postanowienia ogólne .....	20
3.3.2. Postępowanie reklamacyjne .....	22
4. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY .....	23
4.1. Wymagania ogólne .....	23
4.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę .....	23
5. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	25
5.1. Zasady ogólne .....	25
5.2. Weryfikacja powiadomień .....	25
6. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI .....	26
6.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji .....	26
6.1.1. Przepisy ogólne .....	26
6.1.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji do eksploatacji .....	26
6.1.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji .....	27
6.1.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego .....	27
6.1.5. Dokumentacja techniczna i prawna .....	27
6.1.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych .....	28
6.1.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych .....	28
6.1.8. Ochrona środowiska naturalnego .....	28
6.1.9. Ochrona przeciwpożarowa .....	29
6.1.10. Planowanie prac eksploatacyjnych .....	29

6.1.11.	Warunki bezpiecznego wykonywania prac.....	29
6.2.	Zasady dokonania oględzin przyrządów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	29
6.2.1.	Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej .....	29
6.2.2.	Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej .....	30
6.2.3.	Ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej .....	30
6.2.4.	Remonty sieci dystrybucyjnej .....	31
6.2.5.	Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji .....	31
7.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD .....	32
7.1.	Obowiązki Operatora systemu Dystrybucyjnego.....	32
7.2.	Struktura i podział kompetencji służb utrzymania ruchu Operatora Systemu Dystrybucyjnego .	32
7.3.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną .....	33
7.4.	Programy pracy sieci dystrybucyjnej .....	33
7.5.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej .....	34
7.6.	Programy łączeniowe .....	34
8.	WSPÓŁPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ MIĘDZY OPERATOREM A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU.....	35
8.1.	Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego LOTOS Infrastruktura S.A. a operatorem systemu dystrybucyjnego Orion i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami.....	35
8.2.	Przekazywanie informacji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a użytkownikami systemu .....	35
9.	WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU.....	36
9.1.	Dane przekazywane od operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej .....	36
9.1.1.	Zakres danych .....	36
9.1.2.	Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego	36
9.2.	Informacje udostępniane przez OSD.....	36
9.2.1.	Formy wymiany informacji .....	36
9.2.2.	Zakres informacji publikowanych przez OSD .....	36
9.2.3.	Ochrona informacji.....	37
10.	WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH.....	38
11.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO .....	39
11.1.	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej.....	39
11.2.	Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożenia ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii	39
12.	STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU .....	41
12.1.	Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej .....	41
12.2.	Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.....	42
13.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	45
14.	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.....	46
14.1.	Oznaczenia skrótów .....	46

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

14.2. Pojęcia i definicje .....	46
Załącznik nr 1 .....	50
Załącznik nr 2 .....	53
Załącznik nr 3 .....	56
Załącznik nr 4 .....	59
Załącznik nr 5 .....	67

**1. POSTANOWIENIA OGÓLNE**

- 1.1. LOTOS Infrastruktura S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (dalej „OSD”), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2012 r. Nr 1059, z późniejszymi zmianami (dalej „ustawa Prawo energetyczne”), jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- 1.2. LOTOS Infrastruktura S.A. został wyznaczony OSD decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) nr DPE-4711-78(9)2011/665/ŁG z dnia 16 grudnia 2011 r. ze zmianą nr DRE-4711-10(2)/2013/665/ŁG z dnia 7 czerwca 2013r.
- 1.3. LOTOS Infrastruktura S.A. będąc operatorem systemu dystrybucyjnego, wprowadza na podstawie wymagań ustawy Prawo energetyczne niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD”), zgodnie z którą prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej
- 1.4. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności: wymagania zawarte w Ustawie Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., (Dz. U. Z 2012 r., Nr 1059 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej Instrukcji, wymagania zawarte w Ustawie Kodeks Pracy (Dz. U. Z 1998 r., nr 21, poz. 94), koncesję LOTOS Infrastruktura S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/94/665/U/OT-3/98/JP z późniejszymi zmianami wymagania zawarte w Ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo Budowlane (Dz. U. z 2010 r., Nr 243, poz. 1623 wraz z późniejszymi zmianami).
- 1.5. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcja współpracy ruchowej pomiędzy Orion Engineered Carbons Sp. z o.o. (dalej „OEC”) a LOTOS Infrastruktura S.A. oraz instrukcje stanowiskowe.
- 1.6. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej, w szczególności dotyczące: przyłączania urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego LOTOS Infrastruktura S.A., w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi; OEC Sp. z o.o. a LOTOS Infrastruktura S.A. oraz pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcami, parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi
- 1.7. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych oraz linii kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny LOTOS Infrastruktura S.A., niezależnie od praw własności.
- 1.8. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
  - operatora systemu dystrybucyjnego,
  - odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
  - podmioty ubiegające się o przyłączenie ( przyłączane ) do sieci dystrybucyjnej,
  - podmioty wykonujące prace ruchowe, eksploatacyjne, inwestycyjne na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego zgodnie z zawartymi umowami
- 1.9. Zakres odpowiedzialności OSD został określony w art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z zapisami tej ustawy oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

*Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r*

- prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości tej energii oraz we współpracy z przedsiębiorstwem energetycznym będącym dostawcą energii elektrycznej dla LOTOS Infrastruktura S.A.,
  - eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
  - zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w obszarze swojego działania,
  - współpracę z przedsiębiorstwem energetycznym będącym dostawcą energii elektrycznej w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych, skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów, zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu będącego dostawcą energii elektrycznej dla LOTOS Infrastruktura S.A.,
  - 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 energii,
  - dostarczanie użytkownikom sieci i operatorowi systemu elektroenergetycznego, z którym 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,
  - współpracę z operatorem systemu elektroenergetycznego będącego dostawcą energii elektrycznej przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną i zarządzaniem popytem na energię elektryczną,
  - opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z operatorem systemu będącego dostawcą energii elektrycznej,
  - umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
    - budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi,
    - pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi będącemu dostawcą energii,
    - udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
    - opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnianie w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
- 1.10. Operator systemu dystrybucyjnego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań
- 1.11. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej,
  - rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- 1.12. Operator systemu dystrybucyjnego udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz umieszcza ją na swoich stronach internetowych. Udostępnienie IRiESD do wglądu jest bezpłatne, natomiast przekazanie egzemplarza IRiESD zainteresowanym podmiotom odbywa się po kosztach jej powielenia.
- 1.13. W zależności od potrzeb operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- 1.14. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD
- 1.15. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

*Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r*

- datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
- liczbę porządkową kolejnych zmian wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
- podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

Karty aktualizacji stanowią załącznik do IRiESD.

- 1.16. Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, 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.

Podstawowym środkiem komunikowania przyjętym przez LOTOS Infrastruktura S.A. jako operatora są komunikaty zamieszczane na stronie internetowej.



**2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ SIECI I URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH**

## 2.1. Zasady przyłączania

2.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie

2.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od operatora systemu dystrybucyjnego, wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- b) złożenie przez podmiot u operatora systemu dystrybucyjnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD,
- c) wydanie przez operatora systemu dystrybucyjnego warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie,
- d) zawarcie umowy o przyłączenie,
- e) wykonanie zakresu robót niezbędnych dla realizacji przyłączenia wynikających z wydanych warunków przyłączenia,
- f) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
- g) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
- h) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

2.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia. Dotyczy to również przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków, parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji sieci przyłączonego podmiotu.

2.1.4. Do wniosku, o którym mowa w p. 2.1.3 należy dołączyć:

- dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- opracowanie, zawierające parametry techniczne, charakterystykę ruchową lub eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia, instalacje sieci wnioskodawcy, charakterystykę obciążeń oraz proponowany zakres zmian w sieci, jeśli wniosek składają podmioty zaliczane do III i IV grupy przyłączeniowej,

2.1.5. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- moc przyłączeniową,
- rodzaj przyłącza,
- zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
- dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

Ponadto warunki przyłączenia, odpowiednio do potrzeb określają:

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

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

- zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania,
  - wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
  - wymagania w zakresie:
  - przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
  - zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
  - wyposażenia, urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
  - ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci,
  - dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
  - możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.
- 2.1.6. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, za wyjątkiem źródeł energii elektrycznej, zależnie od rodzaju przyłącza są:
- a) przy zasilaniu kablem ziemnym - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
  - b) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt a), lub zaciski prądowe na
  - c) wejściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;
  - d) w budynkach wielo-lokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
  - e) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.
- W uzgodnionych z przyłączanym podmiotem przypadkach dopuszcza się określenie miejsca dostarczania energii w sposób inny niż podany powyżej.
- 2.1.7. Operator systemu dystrybucyjnego wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
- 2.1.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.
- 2.1.9. Wraz z określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy a przyłączenie do sieci.
- 2.1.10. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci.
- 2.1.11. Operator systemu dystrybucyjnego wydający warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. 2.1.10.
- 2.1.12. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- 2.1.13. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej powinna zawierać co najmniej:
- strony zawierające umowę,
  - przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - termin realizacji przyłączenia,
  - wysokości opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
  - miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
  - zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

- wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
  - warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
  - przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
  - planowane ilości energii elektrycznej odbieranej lub pobieranej,
  - moc przyłączeniową,
  - ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy z OSD,
  - odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
  - okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- 2.1.14. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo do kontroli spełniania, przez przyłączone oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych.
- 2.1.15. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. 2.1.14, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej. Podmioty zaliczone do III i IV grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcje współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- 2.1.16. 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. Projektowanie urządzeń, instalacji i sieci powinno zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie energii przy zachowaniu:
- a) niezawodności współdziałania z siecią;
  - b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska;
  - c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o systemie oceny zgodności, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorcze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.
- 2.1.17. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez operatora systemu dystrybucyjnego podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w rozdziale 9.1.
- ## 2.2. Zasady odłączania
- 2.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty odłączane, jeśli umowa a świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- 2.2.2. Operator systemu dystrybucyjnego odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej, w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- 2.2.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
  - przyczynę odłączenia,
  - proponowany termin odłączenia.
- 2.2.4. Operator systemu dystrybucyjnego ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez operatora systemu dystrybucyjnego 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.
- 2.2.5. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej LOTOS Infrastruktura S.A. uzgadnia z operatorem systemu dystrybucyjnego tryb, terminy oraz warunki

- niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- 2.2.6. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z OSD Orion Engineered Carbons Sp. z o.o., tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej LOTOS Infrastruktura S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci w/w operatora.
- 2.2.7. W niezbędnych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności: miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie, termin odłączenia, dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego za prawidłowe odłączenie podmiotu, sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu, harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych, aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- 2.2.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p.2.1.
- 2.3. Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej
- 2.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, jeżeli w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.2.1.14, operator systemu dystrybucyjnego stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
  - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej,
  - odbiorca nie wyraża zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- 2.3.2. Operator systemu dystrybucyjnego może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrana energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- 2.3.3. Operator systemu dystrybucyjnego bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.2.3.1. oraz p.2.3.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- 2.4. Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń i instalacji odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych.
- 2.4.1. Wymagania ogólne
- 2.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się a przyłączenie, muszą, spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
  - zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
  - dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
  - spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
  - możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- 2.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p.2.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o

ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

- 2.4.1.3. 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 warunkach przyłączenia i/lub p.12.2.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.12 niniejszej IRiESD.
- 2.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców.
- 2.4.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- 2.4.2.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.
- 2.4.3. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.
- 2.4.3.1. Wymagania i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- 2.4.3.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej należy wyposażyć w układy Elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące, niezbędne do:
- samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń;
  - regulacji rozplywów mocy biernej i poziomów napięcia;
  - prowadzenia ruchu stacji elektroenergetycznych przy użyciu urządzeń sterowniczych, pomiarowych i sygnalizacyjnych;

Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz zakłócenia w pracy urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak:

- zwarcia doziemne i międzyfazowe;
- zwarcia metaliczne i wysokooporowe;
- zwarcia przemijające i trwale;
- zwarcia rozwijające się;
- praca niepełnofazowa i asymetria;
- przeciążenia elementów sieci;
- zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach;
- nieprawidłowe działanie wyłącznika;
- niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych;
- zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego.

Nastawienia automatyki i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyki i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyki 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.

- 2.4.3.3. Ogólne wymagania stawiane nowo wybudowanym i modernizowanym urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:
- zabezpieczenia i automatyka poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów,

- należy stosować przynajmniej dwa niezależne zestawy zabezpieczeń dla poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, przy czym wyjątek stanowią zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnego rezerwowania wyłączników oraz zabezpieczenia sieci SN,
- w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów zabezpieczeń, każde z nich powinno współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi).

#### 2.4.3.4. Zabezpieczenia i automatyka SN i nN

##### 2.4.3.4.1. Linie SN wyposaża się w:

- zabezpieczenia od zwarć wielofazowych działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
- zabezpieczenia od zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację.

Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci uziemionej przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania właściwych warunków ochrony przeciwporażeniowej.

##### 2.4.3.4.2. Transformatory SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w następujące układy automatyki zabezpieczeniowej:

- zabezpieczenie reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze (zwarciowo — prądowe bezzwłoczne) działające na wyłączenie,
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie,
- zabezpieczenia firmowe transformatora,
- układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.

##### 2.4.3.4.3. Pola łącznika szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- zabezpieczenie rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpływowych,
- zabezpieczenie zwarciorządowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie.

##### 2.4.3.5. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyki i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez odbiorców przyłączonych do sieci SN i nN, przy wydawaniu warunków przyłączenia oraz zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

#### 2.5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych.

##### 2.5.1. Wymagania ogólne

Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo - kontrolnych, zwanych dalej układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują w przypadkach:

- układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- układów pomiarowych zainstalowanych u odbiorców, którzy po wejściu w życie instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

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

##### 2.5.1.1. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Właściciel przekładników przedkłada protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność, danych znamionowych i oznaczeń przekładnika lub jego badań kontrolnych

##### 2.5.1.2. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz liczniki trój strefowe.

##### 2.5.1.3. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony.

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

2.5.1.4. Rozwiązania techniczne układów pomiarowych dzielą się na kategorie:

- a) kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh .
- b) kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh ( wyłącznie).
- c) kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh ( wyłącznie).
- d) kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh ( wyłącznie).
- e) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh.
- f) Kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh.
- g) Kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

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

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

- a) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili zużycia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW.
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczanych do kategorii C1.
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili zużycia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzenia ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

2.5.1.6. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo – kontrolnego.
- b) dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo – kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2.5.1.7. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

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

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

- 2.5.1.10. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być  $\leq 10$ . Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być  $\leq 5$ .
- 2.5.1.11. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- 2.5.1.12. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt 2.4.1.5. dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu.
- 2.5.1.13. W przypadku zmiany charakteru odbioru, wymagane jest wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym ( np. pomiar energii biernej lub strat).
- 2.5.1.14. 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.
- 2.5.1.15. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze stron umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- 2.5.1.16. W przypadku żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego demontuje ten element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej strony umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowy kompleksowej w terminie 7 dni od dnia zgłoszenia żądania.
- 2.5.1.17. OSD kieruje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości jego 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.
- 2.5.1.18. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- 2.5.1.19. OSD przekazuje odbiorcy/ wytwórcy kopię wyniku sprawdzenia laboratoryjnego niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- 2.5.1.20. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, to zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze stron nie zleci dodatkowej ekspertyzy.
- 2.5.1.21. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze stron umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio elementu układu pomiarowego. OSD ma obowiązek umożliwić przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- 2.5.1.22. Koszty dodatkowej ekspertyzy pokrywa podmiot wnioskujący dodatkowe sprawdzenie.
- 2.5.1.23. 2.5.1.23. Na czas sprawdzania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania wynikające z ustawy –Prawo o miarach oraz wymagania niniejszej IRiESD.
- 2.5.1.24. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. 2.4.1.18. i 2.4.1.22. a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.



- 2.5.1.25. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca sprawdzenie, pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- 2.5.1.26. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy i wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- 2.5.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat B
- 2.5.2.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w punkcie 2.4.5.4. powinny spełniać następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
  - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
  - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączący transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- 2.5.2.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, o których mowa w punkcie 2.4.5.4. powinny spełniać następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, układy mogą być zasilane z jednego rdzenia przekładnika,
  - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
  - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączący transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- 2.5.2.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, o których mowa w punkcie 2.4.5.4. powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej.

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej, powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.5.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny spełniać następujące wymagania:

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

2.5.2.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej.
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) w przypadku zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
  - realizowania przez układy pomiarowe rejestracji danych i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
  - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zalecany raz na miesiąc). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej.

2.5.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat C.

2.5.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii C1, wymagania są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- b) dla mocy w przedziale od 20 kW do 40 kW wymagane są przekładniki prądowe w układach pomiarowych, które powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) w przypadku zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
  - realizowania przez układy pomiarowe rejestracji danych i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.

- realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zalecany raz na miesiąc). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej.

2.5.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii C2, wymagania są następujące:

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

### 3. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

#### 3.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

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

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

3.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSD w szczególności:

- dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
- przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSD i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

#### 3.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej

3.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSD.

3.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

3.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.

3.2.4. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.

3.2.5. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.

3.2.6. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.

3.2.7. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSD opłatę za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej.

3.2.8. Opłata za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą OSD zatwierdzoną przez Prezesa URE.

#### 3.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

##### 3.3.1. Postanowienia ogólne

3.3.1.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu

3.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności:

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

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

*Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r*

3.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- a) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- b) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- c) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- d) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie: ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- e) informowanie na piśmie, z co najmniej:
  - 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,
  - rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- j) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSD, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

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

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

3.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD.

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

- a) listownie na adres OSD,
- b) pocztą elektroniczną,
- c) faksem,
- d) lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

*Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r*

- 3.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.
- 3.3.2. Postępowanie reklamacyjne
- 3.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- 3.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres: LOTOS Infrastruktura S.A. ul. 3 Maja 101 38 – 200 JASŁO
- 3.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
  - datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
  - zgłaszane żądanie;
- 3.3.2.4. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- 3.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt 3.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
  - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt 3.3.2.2.
- 3.3.2.6. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- 3.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- 3.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt 3.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

#### 4. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

##### 4.1. Wymagania ogólne

- 4.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dotyczy odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez odbiorcę umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielną: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji.
- 4.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSD jest umowa dystrybucji zawarta przez odbiorcę z OSD. Umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy odbiorcą a OSD oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym jako sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
- 4.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia określone w pkt. 2.4. niniejszej IRIESD. Podmiot zainteresowany zmianą sprzedawcy zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej. Umowa dystrybucji między odbiorcą i OSD powinna zostać zawarta przed zgłoszeniem do OSD przez nowego sprzedawcę powiadomienia, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- 4.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.
- 4.1.5. Dla odbiorców przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSD posiada odczytane wskazania.
- 4.1.6. Zmiana sprzedawcy tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą a sprzedawcą, dokonywana jest w pierwszym dniu miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym OSD otrzymał powiadomienie zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i dokonał pozytywnej weryfikacji tego powiadomienia, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji.
- 4.1.7. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji, przy czym:
  - a) proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w przypadku odbiorcy, którego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe spełniają wymagania określone przepisami, mający zawartą odrębną umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych powinien trwać nie dłużej niż 14 dni od dnia otrzymania przez OSD powiadomienia o którym mowa w p.4.2.5.
  - b) proces zmiany sprzedawcy w przypadku odbiorcy, którego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie spełniają wymagań i nie mają odrębnej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej powinien trwać nie dłużej niż 30 dni od dnia otrzymania przez OSD powiadomienia o którym mowa w p.4.2.5.

##### 4.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę

- 4.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy OSD a odbiorcą oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. 4.1
- 4.2.2. Odbiorca dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- 4.2.3. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży/umowę kompleksową lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.

- 4.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym i odbiorcy, powiadamia OSD (na zasadach opisanych w pkt. .) oraz dotychczasowego sprzedawcę, o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą.
- 4.2.5. OSD w terminie do 5 dni roboczych od dnia przyjęcia powiadomienia, dokonuje jego weryfikacji a następnie informuje nowego sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- 4.2.6. W następstwie pozytywnego wyniku weryfikacji, OSD informuje sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy.
- 4.2.7. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSD informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy z podaniem przyczyn przerwania.
- 4.2.8. Dla dotychczasowego sprzedawcy, OSD zaprzestaje z ostatnim dniem miesiąca kalendarzowego, w którym nastąpiło powiadomienie, świadczenia usług dystrybucji umożliwiających realizację umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą. Z pierwszym dniem następnego miesiąca kalendarzowego OSD umożliwia realizację umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i nowym sprzedawcą.
- 4.2.9. W przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, odbiorca dokonuje wyboru kolejnego sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta powinna zawierać klauzulę, że wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i jego dotychczasowym sprzedawcą.
- 4.2.10. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży energii elektrycznej z dotychczasowym sprzedawcą lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 4.2.11. Dalszy przebieg procesu kolejnej zmiany sprzedawcy odbywa się według procedury opisanej w pkt. 4.2.4. – 4.2.9.



**5. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ****5.1. Zasady ogólne****5.1.1. Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:**

- a) odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy,
- b) sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcą.

**5.1.2. Sprzedawca jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD w formie powiadomienia, w imieniu własnym i odbiorcy, informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.****5.1.3. Powiadomienie, o którym mowa powyżej jest dokonywane na formularzu określonym przez OSD, zawierającym co najmniej:**

- oznaczenie stron umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
- informację o adresie obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
- informację o okresie obowiązywania umowy,
- informację o dacie rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
- informację o planowanej ilości energii objętej umową w podziale na okresy określone przez OSD.

Wzór formularza dostępny jest na stronie internetowej OSD.

**5.1.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. 5.1.2. na formularzu określonym przez OSD z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.****5.2. Weryfikacja powiadomień****5.2.1. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt.5.1.3., w terminie nie przekraczającym 5 dni kalendarzowych od daty otrzymania powiadomień od obu stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.****5.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji, o której mowa w pkt.5.2.1., OSD przystępuje do konfiguracji obiektów rynku detalicznego wykorzystywanych w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych****5.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:**

- braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
  - brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
  - brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę odbiorcą
- OSD informuje w terminie określonym w pkt.5.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomienia.

**6. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI**

## 6.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji

## 6.1.1. Przepisy ogólne

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

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

6.1.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

- przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
- prowadzeniem prac eksploatacyjnych,
- przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- dokonywaniem uzgodnień z dostawcą energii elektrycznej OEC przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

6.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji.

6.1.1.4. 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.

6.1.1.5. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

6.1.1.6. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej jest prowadzona zgodnie z zasadami określonymi w innych punktach niniejszej IRiESD oraz Instrukcji stanowiskowej.

6.1.1.7. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa. OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

## 6.1.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji do eksploatacji

6.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach 6.1.1.1, 6.1.1.2., 6.1.1.3., 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 wymagane dokumentacje prawne i techniczne

6.1.2.2. Urządzenia określone przez operatora systemu dystrybucyjnego przyłączone lub przyłączone do sieci SN i nN, po dokonaniu remontu lub modernizacji, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

- 6.1.2.3. Specjalne procedury o których mowa w p. 6.1.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- 6.1.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
- 6.1.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji
  - 6.1.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
  - 6.1.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- 6.1.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego
  - 6.1.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
  - 6.1.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.
  - 6.1.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem system dystrybucyjnego OEC w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynacji z w/w operatorem., zgodnie z Instrukcją Współpracy Ruchowej między LOTOS Infrastruktura S.A. i OEC.
- 6.1.5. Dokumentacja techniczna i prawna
  - 6.1.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następujące dokumentacje:
    - a) dla obiektu elektroenergetycznego dokumentację techniczną i prawną,
    - b) dla urządzeń — dokumentację techniczną.
  - 6.1.5.2. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje:
    - a) dokumentację powykonawczą,
    - b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego, 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.
  - 6.1.5.3. 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 i pomiarów,
    - b) instrukcje 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 w trakcie eksploatacji prób i pomiarów,
    - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
    - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
    - g) schemat elektryczny obiektu,
    - h) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
    - i) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
    - j) karty przełączeń, ewidencje założonych uziemień,
    - k) programy łączeniowe.

- 6.1.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- ogólną charakterystykę urządzenia,
  - niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
  - określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
  - wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
  - zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
  - zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
  - zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
  - wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
  - wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
  - wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
  - wymagania związane z ochroną środowiska.
- 6.1.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu — jeżeli jest wymagana,
  - stan prawno-własnościowy nieruchomości,
  - pozwolenie na budowę
  - prawo do użytkowania jeśli jest wymagane.
- 6.1.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych
- 6.1.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- 6.1.6.2. W przypadku powierzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.
- 6.1.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych
- 6.1.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy mogą uzyskać informacje eksploatacyjne sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- 6.1.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
- informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
  - wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
  - wyniki pomiarów i prób eksploatacyjnych,
  - parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
  - informacje związane z elektroenergetyczną, automatyką zabezpieczeniową,
  - imiennie wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.
- 6.1.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p. 6.1.7. 2. , są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową, organizację prac eksploatacyjnych.
- 6.1.7.4. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń,
- 6.1.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego.
- 6.1.7.6. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.
- 6.1.8. Ochrona środowiska naturalnego
- 6.1.8.1. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami

- 6.1.8.2. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą, urządzeń elektrycznych.
- 6.1.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy użyciu substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej.
- 6.1.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeżeli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.
- 6.1.9. Ochrona przeciwpożarowa
  - 6.1.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami
  - 6.1.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.
- 6.1.10. Planowanie prac eksploatacyjnych
  - 6.1.10.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:
    - a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i prace eksploatacyjne,
    - b) konserwacje i remonty,
    - c) prace planowane przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, o ile mogą one mieć wpływ na jej pracę.
  - 6.1.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
  - 6.1.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
  - 6.1.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez operatora systemu dystrybucyjnego w rozdziale 7.5.
  - 6.1.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego zgłoszenia wyłączenia elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale 7.5.
- 6.1.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac
  - 6.1.11.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
  - 6.1.11.2. Osoby zatrudnione przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinny posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkolone na zajmowanych stanowiskach.
- 6.2. Zasady dokonania oględzin przyrządów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów
  - 6.2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej
    - 6.2.1.1. Oględziny linii kablowych przeprowadza się nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
    - 6.2.1.2. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych SN sprawdza się w szczególności:
      - a) stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych,
      - 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.
- 6.2.1.3. Oględziny linii kablowych o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów.
- 6.2.1.4. Oględziny stacji przeprowadza się w terminach:
- a) stacje SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN — w skróconym zakresie nie rzadziej niż raz na kwartał, w pełnym zakresie nie rzadziej niż na pół roku.
  - b) stacje wnetrzowe SN/nN — w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na 2 lata.
- 6.2.1.5. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia, sprawdza się w szczególności:
- a) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
  - b) stan i gotowości potrzeb własnych prądu przemiennego,
  - c) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
  - d) zgodność położenia przełączników automatyki z układem pracy stacji,
  - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
  - f) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów, baterii kondensatorów i ograniczników przepięć,
  - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
  - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
  - i) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
  - j) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
  - k) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
  - l) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
  - m) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji.
- 6.2.2. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej
- 6.2.2.1. 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 prac określonych w załączniku nr 4.
- 6.2.2.2. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w p. 6.2.1.2,
  - b) pomiary i prace eksploatacyjne określone w załączniku nr 4,
  - c) konserwacje i naprawy.
- 6.2.2.3. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w p. 6.2.1.5.,
  - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 4,
  - 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.
- 6.2.3. Ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej

- 6.2.3.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 6.2.3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
- wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
  - zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w p.6.1.5,
  - dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
  - wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
  - wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
  - wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
  - warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
  - warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
  - warunki ochrony środowiska naturalnego.
- 6.2.4. Remonty sieci dystrybucyjnej
- Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.
- 6.2.5. Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji
- 6.2.5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z załącznikiem nr 4 oraz odrębnymi przepisami.
- 6.2.5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, sprawdzając w szczególności:
- stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
  - stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
  - stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
  - stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
  - gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
  - stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.
- 6.2.5.3. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:
- ogłędziny w zakresie określonym p. 6.2.5.2,
  - pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 4,
  - sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
  - konserwacje i naprawy.

## 7. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

### 7.1. Obowiązki Operatora systemu Dystrybucyjnego

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

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) prowadzi działania sterownicze,
- c) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,
- d) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, m.in. w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu dystrybucyjnego Orion Engineered Carbons Sp z o.o.,
- e) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- f) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego OEC.

7.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.

7.1.3. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za którą odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyki oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu dystrybucyjnego OEC.

### 7.2. Struktura i podział kompetencji służb utrzymania ruchu Operatora Systemu Dystrybucyjnego

7.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale 7.1, operator systemu dystrybucyjnego organizuje służby utrzymania ruchu i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

7.2.2. Organem koordynującym prace służb utrzymania ruchu, o których mowa w pkt. 7.2.1 jest właściwy operator systemu dystrybucyjnego.

7.2.3. Służby utrzymania ruchu operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów.

7.2.4. Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb utrzymania ruchu, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) pracą sieci dystrybucyjnej,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
- c) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji

7.2.5. Służby utrzymania ruchu o których mowa w pkt. 7.2.1., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:

- a) śledzeniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

7.2.6. Służby utrzymania ruchu operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,



- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
  - d) treściami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- 7.2.7. Służby utrzymania ruchu o których mowa w pkt.7.2.6. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
  - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
  - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- 7.2.8. Operator systemu dystrybucyjnego może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb utrzymania ruchu ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 7.2.9. Przedmiotem umowy, o której mowa w pkt.7.2.8 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 szczególne ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale 7.1,
  - d) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
  - e) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
  - f) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
  - g) zakres i tryb obiegu informacji,
  - h) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.
- 7.3. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną
- 7.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- 7.3.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, są przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego OEC w zakresie oraz terminach określonych przez dostawcę.
- 7.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez odbiorców końcowych.
- 7.4. Programy pracy sieci dystrybucyjnej
- 7.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- 7.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- 7.4.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, 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) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
  - h) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
  - i) charakterystykę odbioru,
  - j) harmonogram pracy transformatorów.

- 7.4.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- 7.5. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej
- 7.5.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- 7.5.2. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- 7.5.3. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
- nazwę elementu,
  - proponowany termin wyłączenia,
  - operatywną gotowość,
  - typ wyłączenia (np.: trwale, codzienne),
  - opis wykonywanych prac,
  - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- 7.5.4. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.
- 7.5.5. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- 7.6. Programy łączeniowe
- 7.6.1. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- 7.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- 7.6.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
  - opis stanu łączników przed realizacją programu,
  - szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
  - opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyki w poszczególnych fazach programu,
  - schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
  - czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
  - osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- 7.6.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- 7.6.5. Operator systemu dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.
- 7.6.6. Operator systemu dystrybucyjnego zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez operatora systemu dystrybucyjnego uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.7.6.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.
- 7.6.7. Terminy wymienione w punktach 7.6.4., 7.6.5. i 7.6.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

**8. WSPÓŁPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ MIĘDZY OPERATOREM A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU**

- 8.1. Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego LOTOS Infrastruktura S.A. z operatorem systemu dystrybucyjnego Orion i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami
  - 8.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego LOTOS Infrastruktura S.A. współpracuje z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Orion Engineered Carbons Sp z o.o., który jest dostawcą energii elektrycznej dla LOTOS Infrastruktura S.A.
  - 8.1.2. Zasady i zakres współpracy OSD LOTOS Infrastruktura S.A. z OSD OEC określa oprócz IRiESD LOTOS Infrastruktura, również IRiESD OEC.
  - 8.1.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy w/w operatorami określone są w rozdziałach 2, 7, 8 niniejszej Instrukcji oraz w Szczegółowej Instrukcji Współpracy Ruchowej między LOTOS Infrastruktura S.A. a Orion Engineered Carbons Sp. z o.o.
- 8.2. Przekazywanie informacji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a użytkownikami systemu
  - 8.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego udziela informacji użytkownikom systemu oraz potencjalnym użytkownikom w zakresie przyłączania do sieci oraz świadczonych usług dystrybucyjnych.
  - 8.2.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD w siedzibie operatora.
  - 8.2.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone w formie pisemnej następującymi drogami:
    - a) pisemnie na adres LOTOS Infrastruktura S.A.
    - b) pocztą elektroniczną
    - c) faksem
    - d) telefonicznie pod numerami LOTOS Infrastruktura 013 4466311, 013 4466575.
  - 8.2.4. Odpowiedzi na zapytania złożone pisemnie przez odbiorcę, udziela się w terminie 14 dni licząc od daty wpływu pisma do OSD dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej

**9. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU**

9.1. Dane przekazywane od operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

9.1.1. Zakres danych

9.1.1.1. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

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

- a) dane o stacjach, rozdzielniach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planarni, transformatorach,
- b) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

9.1.1.3. Dane o stacjach i rozdzielniach obejmują w szczególności:

- a) rodzaj i schemat stacji lub rozdzielni,
- b) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- c) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych
- d) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- e) moc bierną kompensującą. (kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”
- f) układ normalny pracy.

9.1.1.4. Dane o transformatorach obejmujące w szczególności:

- a) nazwę stacji, w której jest zainstalowany transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovowy.

9.1.1.5. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

9.1.2. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego

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

- a) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- b) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu

9.2. Informacje udostępniane przez OSD

9.2.1. Formy wymiany informacji

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

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

9.2.1.2. Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: [www.lotosinfrastruktura.pl](http://www.lotosinfrastruktura.pl)

9.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSD

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

- a) IRiESD;
  - b) taryfę OSD
- 9.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSD sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:
- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
  - b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.
- 9.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:
- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
  - b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
  - c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- 9.2.3. Ochrona informacji
- 9.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
- 9.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt 9.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.
- 9.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt 9.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.
- 9.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt 9.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.
- 9.2.3.5. OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt 9.2.3.1., na warunkach określonych w pkt 9.2.3.1- 4.
- 9.2.3.6. Postanowienia pkt 9.2.3.1 – 5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

**10. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH**

- 10.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- 10.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju nie podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- 10.3. OSD sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
- 10.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje w szczególności z odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD.
- 10.5. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.
- 10.6. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt 9 niniejszej IRiESD.
- 10.7. OSD publikuje na swojej stronie internetowej informacje na temat planów rozwoju.
- 10.8. OSD udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

**11. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

## 11.1. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

11.1.1. Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

11.1.2. Operator systemu dystrybucyjnego dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu dystrybucyjnego OEC.

## 11.2. Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożenia ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii

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

- a) tryb normalny,
- b) tryb awaryjny.

11.2.2. 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.

11.2.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatora systemu dystrybucyjnego, we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych

- a) środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu
- b) elektroenergetycznego — przy dołożeniu należytej staranności.

11.2.4. Zgodnie z delegacją zawartą w ustawie Prawo energetyczne Rada Ministrów w drodze rozporządzenia może wprowadzić na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na czas określony, na terytorium kraju lub jego części, w przypadku możliwości wystąpienia:

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

11.2.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą, dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.

11.2.6. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i zapobiegania możliwości współpracy z OEC i odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej.

11.2.7. W ramach działań, o których mowa w p.11.2.6, operator systemu dystrybucyjnego opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,

11.2.8. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.

11.2.9. Operator systemu dystrybucyjnego realizuje w obszarze swojej sieci ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wynikające z decyzji Rady Ministrów.

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

- a) polecane stopnie zasilania,
- b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania,
- c) Informacje dotyczące poboru mocy odbiorcy przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego.

- 11.2.11. Operator systemu dystrybucyjnego powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- wystąpienie operatora systemu dystrybucyjnego do odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, z wnioskiem o określenie
  - wielkości mocy bezpiecznej w przypadku wprowadzania ograniczeń,
  - ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
  - uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego OEC,
  - powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 11.2.12. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w pkt.8.2.11.a), obejmuje następujące informacje:
- sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
  - osoby uprawnione do przekazania poleceń, wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.
- 11.2.13. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują czasie określonym w tych komunikatach.
- 11.2.14. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego.
- 11.2.15. Wyłączenia awaryjne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego. Wyłączenia awaryjne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi lub możliwości wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach OSD jest zobowiązany powiadomić o tym dyspozycję mocy OEC. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym, wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z OEC.
- 11.2.16. 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 zapewniać równomierny spadek poboru mocy. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15 %.
- 11.2.17. Operator systemu dystrybucyjnego nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne.



**12. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU**
**12.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej**
**12.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:**

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

12.1.2. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyluczając przerwy w zasilaniu), w całym tygodniu, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłek  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg $\phi$  nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV — w sieciach niskiego napięcia wartość napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

12.1.3. 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:

wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:

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

przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV

w ciągu każdego tygodnia, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartościach skutecznych:

- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV
- dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabelce:

dla sieci a napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)		
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%				

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

25	1,5%				
----	------	--	--	--	--

- 12.1.4. współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8% dla sieci o 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 czynnej nie większej od mocy umownej, przy współczynniku  $\text{tg } \varphi$  nie większym niż 0,4.
- 12.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwałe,
  - napięcia w poszczególnych punktach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z pkt.12.1.2,
  - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- 12.1.6. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa operator systemu dystrybucyjnego.
- 12.1.7. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej pracę wyłączników z przekroczoną, mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- 12.1.8. Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala operator systemu dystrybucyjnego.
- 12.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej
- 12.2.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 12.2.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.
- 12.2.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła
- 12.2.2.1.1. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym  $\leq 75\text{A}$ , wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:
- wartość  $P_{st}$ , nie powinna być większa niż 1,
  - wartość  $P_{1t}$  nie powinna być większa niż 0,65,
- względna zmiana napięcia  $d = \Delta U / U_n$  nie powinna przekraczać 3%, gdzie;  $\Delta U$  - różnica dowolnych dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego.
- 12.2.2.1.2. 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  $P_{1t}$  powinna wynosić  $P_{1t} = 0,65 P_{st}$
- 12.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu.
- 12.2.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:
- Klasa A — symetryczne, trójfazowe odbiorniki i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
  - Klasa B — narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut),
  - Klasa C — sprzęt oświetleniowy wraz ze ściemniaczami.

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \times 15/n$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 < n < 40$	$0,23 \times 8/n$

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
$15 \leq n \leq 39$	$0,22 \times 15/n$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
6	0,45
$8 < n < 40$	$0,34 \times 8/n$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
2	2
3	30λ*
5	10
7	7
9	5
11 ≤ n ≤ 39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3

λ\* - współczynnik

- 12.2.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych 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
	<0,6

**13. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

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

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

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

13.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt 3.3. IRiESD, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

## 14. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

### 14.1. Oznaczenia skrótów

EAZ Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa

IRiESD Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

nN Niskie napięcie

OSD Operator Systemu Dystrybucyjnego

P1t Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst , zgodnie ze wzorem:

$$P_{1t} = \sqrt{\sum}$$

gdzie; i – rząd harmonicznej

Pst Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut

SN Średnie napięcie

SZR Samoczynne załączenie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia lub zaniku napięcia.

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum (U_h)^2}$$

URE Urząd Regulacji Energetyki

### 14.2. Pojęcia i definicje

Awaryjny układ pracy Przewidywany przez Operatora Systemu układ pracy sieci elektroenergetycznych, dla przypadku awaryjnego wyłączenia określonych elementów sieciowych

Bilansowanie systemu Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegająca 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

Fizyczny Punkt Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest Pomiarowy (FPP) dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej

Grupy przyłączeniowe Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

grupa III – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

grupa IV – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

grupa V – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

	grupa VI – przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Miejsce dostarczania energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzenia do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych,
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencje w ten układ mający wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niebilansowanie	Różnica pomiędzy rzeczywistym a planowanym poborem energii elektrycznej przez odbiorcę
Niskie napięcie	Napięcie nie wyższe niż 1 kV.
Normalny układ pracy	Układ pracy sieci, zapewniający najkorzystniejsze warunki sieci 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 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.
Operator	Operator Systemu Dystrybucyjnego

Operator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD, osoba lub osoby odpowiedzialne za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pozyskiwanie i udostępnianie danych pomiarowych.
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 ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej ( podmiot którego (podmiot przyłączony urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci do sieci ) elektroenergetycznej
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
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 dystrybucji
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego
Sieć elektroenergetyczna	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego
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 obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii	Bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot elektrycznej zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110kV
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń



	między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
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 automatycznie lub ręcznie, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości systemu

## Załącznik nr 1

Załącznik nr 1

 Druk wniosku – przyłączenie do sieci  
 U > 1 kV (6 kV)

LOTOS Infrastruktura S.A., ul. 3-go Maja 101, 38-200 Jasło

miejscowość	dzień	miesiąc	rok				

Nazwa firmy składającej wniosek (lub imię i nazwisko)
Adres siedziby firmy (lub zameldowania)
Adres do korespondencji: <small>wypełnić w przypadku innego adresu niż siedziby lub zameldowania</small>
Pismo znak

**WNIOSEK**  
**O OKREŚLENIE WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**  
**O NAPIĘCIU ZNAMIONOWYM 6 kV**

 1. Nazwa przyłączanego obiektu .....  
 .....

 Adres przyłączanego obiektu .....  
 .....

 2. Moc i zużycie energii w ostatnich 12 miesiącach (dotyczy obiektów istniejących) □

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Wartość
1	2	3	4
1	Moc przyłączeniowa	kW	
2	Moc baterii kondensatorów	kVAr	
3	Posiadane urządzenia prądowórcze o mocy	kVA	

3. Określenie zapotrzebowania mocy i energii

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Przewidywane		
			.....f	.....f	.....f
1	2	3			
1	Przewidywane roczne zużycie energii	kWh			
2	Określenie mocy przyłączeniowej	kW			
3	Określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	kW			
4	Przewidywany termin rozpoczęcia poboru energii elektrycznej	miesiąc i rok			

4.

Informacje techniczne dotyczące wprowadzanych zakłóceń przez przyłączane urządzenia oraz charakterystyka obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia.

.....  
.....  
.....

5. Rodzaj prowadzonej działalności w przyłączonym obiekcie.

.....  
.....  
.....

6. Wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania

- niezawodności lub ciągłości zasilania\* .....

.....  
- dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmoniczych\* .....

- dopuszczalnej asymetrii napięć:

.....  
.....

- dopuszczalnych odchyłeń i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej:

.....  
.....

7. Proponowane miejsce rozgraniczenia własności urządzeń, instalacji i sieci między wnioskodawcą a przedsiębiorstwem energetycznym.

.....  
.....  
.....

8. Przebudowa kolidujących urządzeń elektroenergetycznych ( podać ewentualne kolizje i zakres przebudowy) – wymienić: .....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

9. Do niniejszego wniosku załączamy:

- Dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości lub obiektu do których ma być dostarczana energia elektryczna.
- Plan zabudowy w skali 1 : .....określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów.

.....  
Podpis wnioskodawcy (pieczęć)

Uwagi:

- Niepoprawnie wypełniony wniosek zostanie zwrócony wnioskodawcy celem uzupełnienia
- Wypełnić wszystkie rubryki czytelnie drukowanymi literami – w przypadku gdy dana rubryka nie dotyczy wnioskodawcy należy wpisać „nie dotyczy”.
- \* niepotrzebne skreślić

Załącznik nr 2

Załącznik nr 2

Druk wniosku – przyłączenie do sieci  
U < 1 kV

LOTOS Infrastruktura S.A., ul. 3-go Maja 101, 38-200 Jasło

miejscowość	dzień	miesiąc	rok				

Nazwa firmy składającej wniosek (lub imię i nazwisko)
Adres siedziby firmy (lub zameldowania)
Adres do korespondencji: <small>wypełnić w przypadku innego adresu niż siedziby lub zameldowania</small>
Pismo znak

**WNIOSEK**  
**O OKREŚLENIE WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**  
**O NAPIĘCIU ZNAMIONOWYM < 1kV**

1. Nazwa przyłączanego obiektu .....

Adres przyłączanego obiektu .....

2. Moc i zużycie energii w ostatnich 12 miesiącach (dotyczy obiektów istniejących) □

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Wartość
1	2	3	4
1	Moc przyłączeniowa	kW	
2	Moc baterii kondensatorów	kVAr	
3	Posiadane urządzenia prądotwórcze o mocy	kVA	

3. Określenie zapotrzebowania mocy i energii

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Przewidywane		
			.....f	.....f	.....f
1	2	3			
1	Przewidywane roczne zużycie energii	kWh			
2	Określenie mocy przyłączeniowej	kW			
3	Określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, w przypadku wprowadzenia graniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	kW			
4	Przewidywany termin rozpoczęcia poboru energii elektrycznej	miesiąc i rok			

4. Parametry techniczne, charakterystyka ruchowa i eksploatacyjna przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci.

Informacje techniczne dotyczące wprowadzanych zakłóceń przez przyłączane urządzenia oraz charakterystyka obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia.

.....  
.....  
.....

5. Rodzaj prowadzonej działalności w przyłączonym obiekcie.

.....  
.....  
.....

6. Wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania

- niezawodności lub ciągłości zasilania\* .....

.....  
.....

- dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmonicznych\* .....

.....  
.....

- dopuszczalnej asymetrii napięć:

.....  
.....

- dopuszczalnych odchyłeń i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej:

.....  
.....

7. Proponowane miejsce rozgraniczenia własności urządzeń, instalacji i sieci między wnioskodawcą a przedsiębiorstwem energetycznym.

.....  
.....  
.....  
.....

8. Przebudowa kolidujących urządzeń elektroenergetycznych ( podać ewentualne kolizje i zakres przebudowy) – wymienić: .....

.....  
.....

.....

.....

.....

.....

9. Do niniejszego wniosku załączamy:

- Dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości lub obiektu do których ma być dostarczana energia elektryczna.
- Plan zabudowy w skali 1 : .....określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów.

.....  
Podpis wnioskodawcy (pieczęć)

Uwagi:

- Niepoprawnie wypełniony wniosek zostanie zwrócony wnioskodawcy celem uzupełnienia
- Wypełnić wszystkie rubryki czytelnie drukowanymi literami – w przypadku gdy dana rubryka nie dotyczy wnioskodawcy należy wpisać „nie dotyczy”.
- \* niepotrzebne skreślić

**Załącznik nr 3****WYKAZ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ DYSPONOWANYCH PRZEZ OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**Stacja elektroenergetyczna P-1 6/0,4 kV

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup> (EC – pole 33)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 95 mm<sup>2</sup> (P2– pole 6)
- Transformator 6/0,4 kV, 630 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

Stacja elektroenergetyczna P-2 6/0,4 kV

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ 2 x HAKFtA 3 x 240 mm<sup>2</sup> (EC – pole 4)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
+ AKFtA 3 x 95 mm<sup>2</sup> (EC – pole 32)

- Rozdzielnia 6 kV, 2-sekcyjna, 18 – polowa

Pole 1 - Zasilanie I z rozdzielni głównej EC pole 4

Pole 2 - Zasilanie stacji P- 11

Pole 3 - Rezerwa

Pole 4 - Rezerwa

Pole 5 - Zasilanie stacji P 2.1

Pole 6 - Zasilanie stacji P 1

Pole 7 - Zasilanie transformatora nr 1

Pole 8 - Rezerwa

Pole 9 - Pole pomiarowe sekcji 1

Pole 10 - Pole sprzęgłowe

Pole 11 - Pole sprzęgłowe

Pole 12 - Zasilanie transformatora nr 2

Pole 13 - Pole pomiarowe sekcji 2

Pole 14 - Rezerwa

Pole 15 - Rezerwa

Pole 16 - Rezerwa

Pole 17 - Rezerwa

Pole 18 - Zasilanie II z rozdzielni głównej EC pole 32

- Transformator 6/0,4 kV nr 1, 630 kVA
- Transformator 6/0,4 kV nr 2, 1000 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV, 2-sekcyjna
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

Stacja elektroenergetyczna P-2.1 6/0,4 kV

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

*Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r*



- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ 3 x XUHAkXS 1 x 120 mm<sup>2</sup> (P2 – pole 5)
- Transformator 6/0,4 kV, 1600 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

**Stacja elektroenergetyczna P-3 6/0,4 kV**

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup>  
+ AKFtA 3 x 95 mm<sup>2</sup> (EC – pole 6)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ YAKY 3 x 240 mm<sup>2</sup> (EC – pole 34)
- Rozdzielnia 6 kV, 2-sekcyjna, 14 – polowa

Pole 1 - Zasilanie I stacji P 4

Pole 2 - Rezerwa

Pole 3 - Rezerwa

Pole 4 - rezerwa

Pole 5 - Zasilanie transformatora nr 1

Pole 6 - Pole pomiarowe sekcji 1

Pole 7 - Zasilanie I z rozdzielni głównej EC pole 6

Pole 8 - Pole sprzęgłowe

Pole 9 - Pole sprzęgłowe

Pole 10 - Zasilanie II z rozdzielni głównej EC pole 34

Pole 11 - Pole pomiarowe sekcji 2

Pole 12 - Zasilanie transformatora nr 2

Pole 13 - Zasilanie II stacji P 4

Pole 14 - Rezerwa

- Transformator 6/0,4 kV nr 1, 1000 kVA
- Transformator 6/0,4 kV nr 2, 1000 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV, 2-sekcyjna

- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

**Stacja elektroenergetyczna P-4 6/0,4 kV**

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ YAKY 3 x 120 mm<sup>2</sup> (P3 – pole 1)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup> (P3 – pole 13)
- Transformator 6/0,4 kV nr 1, 630 kVA
- Transformator 6/0,4 kV nr 2, 630 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV, 2-sekcyjna
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

**Stacja elektroenergetyczna P-5 6/0,4 kV**

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ 2 x AKFtA 3 x 150 mm<sup>2</sup> (EC – pole 8)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ 2 x AKFtA 3 x 240 mm<sup>2</sup> (EC – pole 35)

- Rozdzielnia 6 kV, 2-sekcyjna, 14 – polowa
- Pole 1 - Rezerwa
- Pole 2 - Zasilanie I - Zakład Produkcji Materiałów Hydroizolacyjnych
- Pole 3 - Zasilanie transformatora nr 1
- Pole 4 - Zasilanie I z rozdzielni głównej EC pole 8
- Pole 5 - Pole pomiarowe sekcji 1
- Pole 6 - Pole sprzęgłowe
- Pole 7 - Pole sprzęgłowe
- Pole 8 - Pole pomiarowe sekcji 2
- Pole 9 - Zasilanie II z rozdzielni głównej EC pole 35
- Pole 10 - Zasilanie transformatora nr 2
- Pole 11 - Rezerwa
- Pole 12 - Zasilanie stacji P- 11
- Pole 13 - Zasilanie II - Zakład Produkcji Materiałów Hydroizolacyjnych
- Pole 14 - Rezerwa

- Transformator 6/0,4 kV nr 1, 1600 kVA
- Transformator 6/0,4 kV nr 2, 1600 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV, 2-sekcyjna
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

Stacja elektroenergetyczna P-10 6/0,4 kV

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup> (EC – pole 10)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup> (EC – pole 27)
- Transformator 6/0,4 kV nr 1, 630 kVA
- Transformator 6/0,4 kV nr 2, 630 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV, 2-sekcyjna
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

Stacja elektroenergetyczna P-11 6/0,4 kV

- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ AKFtA 3 x 120 mm<sup>2</sup> (P2 – pole 2)
- Linia kablowa zasilająca 6 kV typ NAYSY 3 x 120 mm<sup>2</sup> (P5– pole 12)
- Transformator 6/0,4 kV, 400 kVA
- Rozdzielnia 0,4 kV
- Wyposażenie stacji 6/0,4 kV

**Załącznik nr 4**

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

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1.	Linie kablowe o izolacji papierowej o napięciu znamionowym 6 do 60 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy.
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa niż 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego wymaganej przy próbie fabrycznej	
2.	Linie kablowe o izolacji polietylenowej o napięciu znamionowym 10 do 20 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa niż 1000 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego wymaganej przy próbie fabrycznej	
		Próba napięciowa powłoki polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
3.	Linie kablowe o izolacji polwinitowej o napięciu znamionowym 6 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa niż $200/\sqrt[3]{S}$ MΩ gdzie S – przekrój żyły kabla w mm <sup>2</sup>	
		Próba napięciowa powłoki polwinitowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
4.		Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 6 kV	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C nie mniejsza niż: 1) 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej, 2) 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej, 3) 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej, 4) $100^3/\sqrt{S}$ , gdzie S – przekrój żyły kabla w mm <sup>2</sup>	Po wykonaniu naprawy
5.	Wyłączniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji. Dla wyłączników małoolejowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50% wartości określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika		
		Badanie olejów wyłączników olejowych	Brak wody wydzielonej. Napięcie przebicia nie niższe od 20 kV	
		Próba szczelności wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego wytwórca	Spadek ciśnienia powietrza w wyłączniku powietrznym powinien odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar zużycia powietrza wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego wytwórca	Zużycie powietrza na przewietrzenie i na 1 cykl łączeniowy powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.	
	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 10 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
6.	niż 1 kV	Badanie oleju w przekładnikach nie hermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu, wykonywane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla olejów transformatorów o mocy do 100 MVA i napięciu znamionowym niższym niż 220 kV	
7.	Transformatory olejowe o mocy 0,1 do 1,6 MVA	Pomiar rezystancji izolacji i wskaźników $R_{60}/R_{15}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>dla transformatorów nowych i po remoncie – nie mniej niż 70% wartości podanych w karcie prób transformatora</li> <li>dla transformatorów w eksploatacji – <math>R_{60} &gt; 35 \text{ M}\Omega</math> przy temperaturze 30°C</li> </ul>	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy.  Co najmniej raz na 5 lat
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie w eksploatacji	
		Badanie oleju ( transformator z konserwatorem ) w zakresie: <ul style="list-style-type: none"> <li>wyglądu,</li> <li>rezystywności</li> <li>napięcia przebicia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości ciał obcych</li> <li>nie niższa niż <math>2 \times 10^9 \text{ }\Omega \text{ m}</math> przy temperaturze 50°C</li> <li>powyżej 35 kV przy odchyleniu standardowym mniejszym niż 20%</li> </ul>	
Obwody wtórne: 1. układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 M $\Omega$ , z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 M $\Omega$	Nie rzadziej niż co 5 lat	
	Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie ( 0,8 – 1,1 ) $U_n$		

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
8.	2. Układy pomiarowo - ruchowe	Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Nie rzadziej niż raz w roku
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
	Sprawdzenie parametrów ruchowych	Dokładność do 2,5%		
	3. Układy telemechaniki	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie ( 0,8 – 1,1 ) U <sub>n</sub>	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż raz w roku
4. Układy rejestrujące	4. Układy rejestrujące	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Nie rzadziej niż raz w roku
	5. Układy sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji	Nie rzadziej niż raz w roku
9.	Elektroenergetyczne rozdzielnie o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a niższym niż 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 10 lat

*Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*

Zatwierdzono: Uchwałą Zarządu LOTOS Infrastruktura S.A. nr 15/2014 z dnia 10 lipca 2014r. Obowiązuje od 1 sierpnia 2014r

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
10.	Linia o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem elektrycznym przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, możliwie w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 10 lat
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych o ochronnych		
11.	Instalacje odbiorcze w obiektach budowlanych o napięciu znamionowym do 1kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem elektrycznym przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, możliwie w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	<p>1.Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100% o temperaturze powietrza wyższej od +35°C lub o wylęgach żrących – nie rzadziej niż raz w roku.</p> <p>2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100% zapylnych oraz zaliczonych do kategorii ZLI, ZLII, ZLIII,ZLV zagrożenia ludzi – nie rzadziej niż co 5 lat</p> <p>3. instalacje w pozostałych pomieszczeniach – nie rzadziej niż co 5 lat, w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowo – prądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji</p>

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	1. Instalacje w pomieszczeniach: <ul style="list-style-type: none"> <li>• o wyziewach żrących – nie rzadziej niż raz w roku</li> <li>• zaliczonych do kategorii ZLI, ZLII, ZLIII, ZLV zagrożenia ludzi – nie rzadziej niż co 5 lat</li> </ul> 2. Instalacje na otwartym powietrzu lub w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100% o temperaturze powietrza wyższej od +35°C lub zapylonych – nie rzadziej niż co 5 lat. 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach – nie rzadziej niż co 5 lat.
	Baterie kondensatorów elektroenergetycznych do kompensacji mocy biernej w sieciach do 1 kV	Kontrola stopnia nagrzania poszczególnych kondensatorów	Maksymalne przyrosty temperatury na obudowie kondensatorów nie powinny przekraczać wartości podanych przez wytwórcę kondensatorów	Kontrolę przeprowadza się po wyłączeniu i rozładowaniu baterii przy pomocy czujników termometrycznych o dokładności co najmniej 3°C. Kontrola ma charakter orientacyjny i jest właściwie podstawą do dalszych badań ( np. pomiar pojemności kondensatora). Kontrole zaleca się przeprowadzać w przypadkach wątpliwych ( nieuzasadnione wyłączenie, nadmierne nagrzewanie kondensatorów, wysoka temperatura otoczenia ) na kondensatorach w bateriach stacyjnych
		Kontrola izolacji poszczególnych kondensatorów	Brak zwarcia pomiędzy zwartymi zaciskami a obudową kondensatora	Kontrolę przeprowadza się tylko dla kondensatorów z izolowanymi wszystkimi biegunami, w przypadku wątpliwości ( np. działanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego, ślady opaleń na kadzi itp. )



12.	Baterie kondensatorów elektroenergetycznych do kompensacji mocy biernej w sieciach do 1 kV	Kontrola stopnia nagrzania poszczególnych kondensatorów	Maksymalne przyrosty temperatury na obudowie kondensatorów nie powinny przekraczać wartości podanych przez wytwórcę kondensatorów	Kontrolę przeprowadza się po wyłączeniu i rozładowaniu baterii przy pomocy czujników termometrycznych o dokładności co najmniej 3°C. Kontrola ma charakter orientacyjny i jest właściwie podstawą do dalszych badań ( np. pomiar pojemności kondensatora).Kontrole zaleca się przeprowadzać w przypadkach wątpliwych ( nieuzasadnione wyłączenie, nadmierne nagrzewanie kondensatorów, wysoka temperatura otoczenia ) na kondensatorach w bateriach stacyjnych
		Kontrola izolacji poszczególnych kondensatorów	Brak zwarcia pomiędzy zwartymi zaciskami a obudową kondensatora	Kontrolę przeprowadza się tylko dla kondensatorów z izolowanymi wszystkimi biegunami, w przypadku wątpliwości ( np. działanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego, ślady opaleń na kadzi itp. )
		Pomiar pojemności kondensatora	W kondensatorach n.n. pojemność zmierzona nie powinna różnić się od pojemności pomierzonej przy przyjmowaniu do eksploatacji o więcej niż 15%	Pomiar pojemności części lub wszystkich kondensatorów należy przeprowadzać w przypadkach: <ul style="list-style-type: none"> <li>• wystąpienia asymetrii prądów fazowych baterii większej od 10%</li> <li>• wątpliwości co do możliwości dalszej eksploatacji kondensatora ( wyraźne wybrzuszenie lub nagrzanie kadzi )</li> </ul>

		<p>Sprawdzenie symetrii pojemności grupowych i fazowych baterii</p>	<p>1. Różnice między pojemnościami poszczególnych grup kondensatorów łączonych szeregowo w jednej fazie, w odniesieniu do największej pojemności grupowej, nie powinny przekraczać 2%</p> <p>2. Różnica między pojemnościami poszczególnych faz, w odniesieniu do największej pojemności fazowej, nie powinna przekraczać: 10% - dla baterii łączonych w trójkąt, 5% - dla baterii łączonych w gwiazdę</p>	<p>Pomiaru pojemności ( poz. 3 ) oraz kontroli symetrii ( poz. 4 ) można nie przeprowadzać w bateriach:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- liniowych</li> <li>- wyposażonych w przekaźnikowe zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych</li> <li>- w przypadku \, gdy zmiana pojemności jednego lub kilku kondensatorów nie może spowodować przeciążenia jednostek pozostałych ( baterie o układach trójkątowych, złożone z jednostek połączonych równolegle )</li> </ul>
		<p>Pomiar prądów fazowych baterii</p>	<p>Różnice prądów w poszczególnych fazach, w odniesieniu do fazy o najwyższym obciążeniu, nie powinny przekraczać 10%</p>	<p>Można wykorzystać amperomierze stanowiące wyposażenie baterii pod warunkiem, że ich klasa dokładności nie przekracza 2,5%. Pomiarów można nie przeprowadzać w bateriach wyposażonych w zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych</p>
		<p>Sprawdzenie ciągłości obwodów rozładowniczych</p>	<p>Brak przerwy w obwodach rozładowniczych</p>	

