

Potestia sp. z o. o.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**


Izabela Drzewiecka
Pełnomocnik


Piotr Karbowy
Pełnomocnik

Warszawa 2022 r.

Spis treści:

1	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	4
1.1	POSTANOWIENIA OGÓLNE	4
1.2	PODSTAWY PRAWNE OPRACOWANIA IRiESD	4
1.3	ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY IRiESD ORAZ STRUKTURA IRiESD	5
1.4	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	5
2	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD.....	7
2.1	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	7
2.2	ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	11
2.3	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ URD, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH	12
2.4	DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	27
2.5	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z SIECIĄ OSDp	28
3	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	28
3.1	PRZEPISY OGÓLNE	28
3.2	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	29
3.3	WPROWADZENIE URZĄDZEŃ DO RUCHU	29
3.4	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI.....	30
3.5	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....	30
3.6	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	30
3.7	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	31
3.8	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH.....	31
3.9	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	32
3.10	OCHRONA PRZECIWOŻAROWA.....	32
3.11	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	32
3.12	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC.....	32
4	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.	33
4.1	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	33
4.2	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	34
4.3	WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	34
5	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI MIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	37

6	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	38
6.1	OBOWIĄZKI OSD.....	38
6.2	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD	39
6.3	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA OSD NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PLANY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ	40
6.4	UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	40
6.5	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	41
6.6	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE.....	41
6.7	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD	41
6.8	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....	42
7	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POTESTIA SP. Z O.O.	43
8	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	44
8.1	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	44
8.2	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	45
8.3	DOPUSZCZALNE POZIOMO ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	46
8.4	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	49
	BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	51
A.	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	52
B.	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI Z URDo i URDw	69
C.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	70
D.	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY	73
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO ..	77
F.	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	79
G.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	80
H.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	85
I.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	87
	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI	88

1 KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

1.1 POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1.1** Potestia spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, jako podmiot pełniący funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (zwana dalej „OSD”), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (z późniejszymi zmianami) dalej zwana Ustawa, jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy 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. Zakres obowiązków OSD jest określony w Ustawie, a w szczególności w art. 9c ust. 3 Ustawy.
- 1.1.2** OSD posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej udzieloną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DEE/376/28062/W/OŁO/2017/DSa z dnia 24 października 2017 r. z późniejszymi zmianami (zwana dalej Koncesją). OSD oraz został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WOSE.4711.30.11.2017.BT z dnia 10 kwietnia 2019 r. (z późniejszymi zmianami).
- 1.1.3** Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSD lub korzystający z usług świadczonych przez OSD są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwana dalej „IRiESD”) zatwierdzonej przez Prezesa Zarządu OSD lub Pełnomocnika Zarządu OSD i opublikowanej na stronie internetowej www.potestia.pl oraz udostępnionej do publicznego wglądu w swojej siedzibie. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- 1.1.4** IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- a) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD,
 - b) rozwiązanie z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

1.2 PODSTAWY PRAWNE OPRACOWANIA IRiESD

- 1.2.1** IRiESD została opracowana przez OSD na podstawie art. 9g Ustawy.
- 1.2.2** IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- a) zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności w Ustawie oraz wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych;
 - b) wynikające z koncesji OSD na dystrybucję;
 - c) określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
 - d) określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o.
- 1.2.3** Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w Ustawie wraz z aktami wykonawczymi, IRiESD oraz taryfy OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE.
- 1.2.4** Dokumentami związanymi z IRiESD są także:
- a) opracowywana i przyjęta do stosowania przez OSP Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej,
 - b) opracowywane i przyjęte do stosowania przez OSD instrukcje dotyczące eksploatacji obiektów i urządzeń, prowadzenia ruchu oraz instrukcje organizacji

bezpiecznej pracy. Wykaz tych dokumentów przedstawiony jest na stronie internetowej www.potestia.pl.

- c) instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o.
- d) regulaminy współpracy ruchowej pomiędzy OSD a innymi operatorami systemu w tym ENEA Operator Sp. z o.o. oraz z innymi podmiotami.
- e) uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD, OSD – w celu realizacji ustawowych zadań - przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

1.3 ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY IRiESD ORAZ STRUKTURA IRiESD

1.3.1 IRiESD składa się z następujących części:

- a) IRiESD - Wstęp;
- b) IRiESD - Korzystanie z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej;
- c) IRiESD - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

1.3.2 IRiESD - Wstęp określa w szczególności informacje o OSD, warunki opracowania i stosowania IRiESD, uwarunkowania prawne IRiESD, zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD, tryb wchodzenia w życie, tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD oraz informacje o sposobie współpracy z OSP.

1.3.3 Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

1.3.4 OSD ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, z uwzględnieniem wymagań OSP.

1.3.5 Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części **IRiESD**.

1.3.6 Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.

1.3.7 Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

1.4 OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

1.4.1 OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

1.4.2 W celu realizacji powyższego obowiązku OSD opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji.

1.4.3 W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, OSD stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
- b) przyjmuje od prosumentów będących konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny reklamacje dotyczące przyłączenia mikroinstalacji, rozliczania i dystrybucji energii wytworzonej w tej

- mikroinstalacji,
- c) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - d) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwane z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - e) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej OSD,
 - f) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - g) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy OSD,
 - h) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
 - i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.

2 PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

2.1 ZASADY PRZYŁĄCZANIA

2.1.1 Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD.

2.1.2 Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od OSD, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji,
- b) złożenie przez podmiot u OSD, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD,
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- d) OSD dokonuje weryfikacji wniosku lub zgłoszenia, o którym mowa w pkt 2.1.2 a) w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- e) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, OSD informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w p. 2.1.3 – 2.1.6. niniejszej instrukcji,
- f) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD zwraca zaliczkę,
- g) OSD potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 3b) Ustawy, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) Ustawy. Potwierdzenie pisemne OSD przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,
- h) W przypadku, gdy przyłączenie mikroinstalacji odbywa się na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w punkcie 1.3.4, OSD:
 - 1) potwierdza złożenie zgłoszenia, o którym mowa w punkcie 1.3.4 odnotowując datę jego złożenia;
 - 2) jest obowiązany dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w punkcie 1.3.4, w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.
- i) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny,
- j) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
- k) zawarcie umowy o przyłączenie,
- l) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych

- zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- m) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
- n) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,

2.1.3 Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2.1.4 Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa oraz udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSD.

2.1.5 Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu instalacji lub sieci.

2.1.6 Do wniosku, o określenie warunków przyłączenia należy załączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- d) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- e) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu.

2.1.7 Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

2.1.8 Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie 1.3.4 zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji;
- 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a;
- 3) dane o lokalizacji mikroinstalacji.

W przypadku, gdy przyłączenie mikroinstalacji odbywa się na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w punkcie 1.3.4, OSD:

potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia;
jest obowiązany dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

2.1.9 Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. 2.1.3., zawierają w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- c) moc przyłączeniową,

- d) rodzaj przyłącza,
- e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- f) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- g) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- h) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- i) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- j) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- k) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia, o ile są wymagane:
 - wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- l) **wymagany stopień skompensowania mocy biernej,**
- m) wymagania w zakresie:
 - dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączonych sieci lub instalacji,
- n) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- o) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

2.1.10 Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSD w warunkach przyłączenia.

2.1.11 OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

2.1.12 Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

2.1.14 W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD na podstawie opracowanej przez OSD ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do sieci przesyłowej albo operatora systemu dystrybucyjnego od którego

jest dostarczana energia elektryczna (zwanego dalej OSDp) do OSD, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 120 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.

- 2.1.15** OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialne za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p. 2.1.13.
- 2.1.16** Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- 2.1.17** Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:
- a) strony zawierające umowę,
 - b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - c) termin realizacji przyłączenia,
 - d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - h) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - i) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - j) moc przyłączeniową,
 - k) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzane do i/lub pobieranej z sieci,
 - l) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączania do sieci,
 - m) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
 - n) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
 - o) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - p) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- 2.1.18** OSD ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci, układów pomiarowych i układów pomiarowo-rozliczeniowych w zakresie spełnienia wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia stanowiących element umowy.
- 2.1.19** Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. 2.1.17, reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- 2.1.20** Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określa p.2.3. oraz umowa o przyłączenie lub warunki przyłączenia.
- 2.1.21** Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy poniżej 50 MW przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSD.
- 2.1.22** Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję, o której mowa w p. 5.6, podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

- 2.1.23** Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- 2.1.24** Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
1) prosumentem,
2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. -Prawo przedsiębiorców (Dz.U. z 2018 r. poz. 646, tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 162), niebędący prosumentem,
Informuje OSD o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD.
- 2.1.25** W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD dane określone w art. 16 ust. 7 Ustawy.

2.2 ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.2.1 ZASADY ODŁĄCZANIA

- 2.2.1.1** Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD, określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD oraz podmioty odłączane.
- 2.2.1.2** OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w następujących przypadkach:
a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub/i umowy na sprzedaż e.e albo umowy kompleksowej.
- 2.2.1.3** Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:
a) nr PPE,
b) nazwa i adres URD,
c) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
d) przyczynę odłączenia,
e) proponowany termin odłączenia.
- 2.2.1.4** OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w p. 2.2.1.7. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiającym odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- 2.2.1.5** OSD uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- 2.2.1.6** W uzasadnionych przypadkach, OSD sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające w szczególności:
a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,
d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników

niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,

- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

2.2.1.7 Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p. 2.1.

2.2.2 ZASADY WSTRZYMIWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.2.2.1 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p. 2.1.17, OSD stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej

lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie.

2.2.2.2 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, gdy URD zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

2.2.2.3 OSD, na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem art. 6c Ustawy, dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli URD zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub pobraną energią elektryczną, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

2.2.2.4 OSD bezzwłocznie wznawia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p. 2.2.2.1 i 2.2.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania. OSD wznawia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

2.2.2.5 Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energią elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

2.2.2.6 Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt 2.2.2.5, nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem”, z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczanie energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji konsumenta będącego konsumentem, konsument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

2.3 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ URD, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

2.3.1 WYMAGANIA OGÓLNE

2.3.1.1 Przyłączane do sieci dystrybucyjnych OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

2.3.1.2 Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p. 2.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:

- a) prawa budowlanego,
- b) o ochronie przeciwporażeniowej,
- c) o ochronie przeciwprzepięciowej,
- d) o ochronie przeciwpożarowej,
- e) o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

2.3.1.3 Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgoda jest wymagana w drodze decyzji.

2.3.1.4 Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p. 8.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w Ustawie lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p. 8.1. niniejszej IRiESD.

2.3.1.5 Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji.

2.3.2 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI URD

2.3.2.1 Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.

2.3.2.2 OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

2.3.2.3 Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń instalacji i sieci przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w p. 2.3.5

2.3.3 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

2.3.3.1 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane pomiędzy wytwórcą, a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz w IRiESD.

2.3.3.2 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w p. 2.3.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- a) układów wzbudzenia,
- b) układów regulacji napięcia,
- c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek

- wytwórczych (ARNE),
- d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- e) urządzeń regulacji pierwotnej,
- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

2.3.3.3 Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w p. 2.3.5.

2.3.4 WYMAGANIA TECHNICZNE LINII BEZPOŚREDNICH

2.3.4.1 Warunkiem przyłączenia do linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w Ustawie.

2.3.4.2 Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w p. 2.1.

2.3.4.3 OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w p. 2.3.4.2.

2.3.4.4 Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w p. 2.3.2 oraz 2.3.3.

2.3.4.5 Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami p. 2.3.7.

2.3.4.6 W uzasadnionych przypadkach OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

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

2.3.4.8 Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSD

2.3.5 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ I URZĄDZEŃ SPÓŁPRACUJĄCYCH

2.3.5.1 WYMAGANIA OGÓLNE

2.3.5.1.1 Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.

2.3.5.1.2 Szczegółowe wymagania urządzeń i układów EAZ są zawarte we właściwy IRIESD OSDp na obszarze którym jest umiejscowiony URD.

2.3.5.2 WYMAGANIA DLA TRANSFORMATORÓW

Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),

- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zacze­pów.
Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

2.3.5.3 WYMAGANIA DLA SIECI SN

2.3.5.3.1 WYMAGANIA OGÓLNE

- 2.3.5.3.1.1** Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- 2.3.5.3.1.2** Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarcio­wego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.
- 2.3.5.3.1.3** Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarc międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- 2.3.5.3.1.4** Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50% napięcia fazowego,
 - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWS Cz,
 - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- 2.3.5.3.1.5** Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
- 1) 5 -10% w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 2) 5 -15% w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
 - 3) 10 -20% w sieciach skompensowanych.
- Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.
- 2.3.5.3.1.6** W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.
- 2.3.5.3.1.7** Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

2.3.5.3.2 WYMAGANIA DLA LINII SN

- 2.3.5.3.2.1** Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:
- 1) od skutków zwarc międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe

- zwłoczne i zwarciowe,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

2.3.5.3.2.2 Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

2.3.5.3.2.3 Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia

- wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

2.3.5.3.3 WYMAGANIA DLA PÓL TRANSFORMATORÓW POTRZEB WŁASNYCH I UZIEMIAJĄCYCH

2.3.5.3.3.1 Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

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

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

2.3.5.3.3.4 Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa OSD:

- 1) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojennych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.

2.3.5.3.4 WYMAGANIA DLA URZDZEŃ DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

2.3.5.3.4.1 Urządzenia do kompensacji mocy biernej wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

2.3.5.3.5 WYMAGANIA DLA ŁĄCZNIKÓW SZYN

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

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu

- wyłącznika),
- 3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

2.3.5.3.6 WYMAGANIA DLA AUTOMATYK ZABEZPIECZENIOWYCH ROZDZIELNI SN

2.3.5.3.6.1 Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) po uprzedniej analizie o konieczności stosowania SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

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

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

2.3.5.4 WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

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

2.3.5.4.2 Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

2.3.5.4.3 Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie od pracy niepełnofazowej.

2.3.5.4.4 OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

2.3.5.4.5 Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$.

2.3.5.4.6 JEDNOSTKI WYTWÓRCZE PRZYŁĄCZONE POPRZEZ TRANSFORMATORY nN/SN.

- 2.3.5.4.6.1** Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- 2.3.5.4.6.2** Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- 2.3.5.4.6.3** Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- 2.3.5.4.6.4** Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- 2.3.5.4.6.5** Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- 2.3.5.4.6.6** Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- 2.3.5.4.6.7** Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- 2.3.5.4.6.8** Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z p. od 2.3.5.4.1. do 2.3.5.4.3. oraz od 2.3.5.4.6.1. do 2.3.5.4.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

2.3.5.5 WYBRANE ZAGADNIENIA EKSPLOATACJI EAZ

- 2.3.5.5.1** OSD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- 2.3.5.5.2** Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSD, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- 2.3.5.5.3** OSD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.5.5.4** Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji

projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

2.3.5.5.5 Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

2.3.6 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

2.3.6.1 WYMAGANIA OGÓLNE

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

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

URD, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością OSD, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy.

Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD, nie jest wymagane przy rozdzieleniu umów kompleksowych.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSD powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w p. G.1. niniejszej IRiESD, dla których OSD może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

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

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

Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

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

2.3.6.1.4 Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych dla których wymagane jest potwierdzanie przez OSD ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu Ustawy.

Na wniosek odbiorcy, za zgodą OSD w szczególnie uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla nowo przyłączanych odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200kW. Zgoda OSD uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

2.3.6.1.5 OSD uzgadnia protokoły z OSDp pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych na potrzeby transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

2.3.6.1.6 OSD uzgadniają określa protokół transmisji danych pomiarowych dla URD obowiązujących wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

2.3.6.1.7 Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na następujące kategorie:

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

- energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- g) kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w p. 2.3.6.1.1. a) oraz b).

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

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

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

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

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSD

OSD instaluje podstawowy układ transmisji danych pomiarowych z interfejsu elektrycznego licznika rozliczeniowego układu podstawowego.

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

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

2.3.6.1.12 W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. B1, B2, B3, B4, B5, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5 A.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni

przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

- 2.3.6.1.13** Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- 2.3.6.1.14** Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- 2.3.6.1.15** Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- 2.3.6.1.16** Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w p. 2.3.6.1.7. następuje na wniosek odbiorcy lub OSD Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- 2.3.6.1.17** W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- 2.3.6.1.18** Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez URD, odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- 2.3.6.1.19** W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- 2.3.6.1.20** W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela URD i OSD.
- 2.3.6.1.21** OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 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.
- 2.3.6.1.22** Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- 2.3.6.1.23** OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- 2.3.6.1.24** Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60 dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w p. 2.3.6.1.25.
- 2.3.6.1.25** W ciągu 30 dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie

dotatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

- 2.3.6.1.26** Koszt ekspertyzy, o której mowa w p. 2.3.6.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- 2.3.6.1.27** W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.
- 2.3.6.1.28** W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w p. 2.3.6.1.22 i 2.3.6.1.26, a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- 2.3.6.1.29** W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem, wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- 2.3.6.1.30** W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

2.3.6.2 WYMAGANIA DLA UKŁADÓW POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH KATEGORII B

- 2.3.6.2.1** Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - d) dopuszcza się zabudowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - e) 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,
 - f) 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,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe 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,
 - h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - i) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR

OSD nie częściej niż 4 razy na dobę,

- j) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
- k) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.3.6.2.2 Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych przyłącza się do jednego uzwojenia przekładnika,
- d) 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,
- e) 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,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe 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,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie ze źródeł zewnętrznych,
- h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD nie częściej raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- i) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.3.6.2.3 Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych 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 pomiarowo-rozliczeniowe 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 posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku

awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

- 2.3.6.2.4** Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
 - 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,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe 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 pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- 2.3.6.2.5** Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
 - 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,
 - 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 z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD nie częściej niż raz na dobę,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.3.6.3 WYMAGANIA DLA UKŁADÓW POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH KATEGORII C

2.3.6.3.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej,
- OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD
 - pomiaru mocy i energii biernej.

2.3.6.3.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączącej transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.3.7 WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

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

2.3.7.2 Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych.

2.4 DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

2.4.1 ZAKRES DANYCH

2.4.1.1 Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,
- c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

2.4.2 DANE OPISUJĄCE STAN ISTNIEJĄCY

2.4.2.1 URD przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- b) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,

2.4.2.2 Dane o transformatorach, które obejmują w szczególności:

- a) dane znamionowe,
- b) model zwarciovowy.

2.4.2.3 Formę oraz zakres przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania URD uzgadniają z OSD.

2.4.3 DANE PROGNOZOWANE DLA PERSPEKTYWY CZASOWEJ OKREŚLONEJ PRZEZ OSD

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

- a) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- b) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
- c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD,

2.4.3.2 URD przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w p. 2.4.3.1:

- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
- b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- c) miesięczne bilanse mocy i energii.

2.4.3.3 Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

2.5 ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z SIECIĄ OSDp

2.5.1 POSTANOWIENIA OGÓLNE

2.5.1.1 OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSDp w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej OSDp.

2.5.1.2 Plan rozwoju obejmuje zakres określony w Ustawie.

2.5.1.3 Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

2.5.1.4 OSD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, a w szczególności z OSDp, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

2.5.1.5 Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez samorzady województw OSD może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.

2.5.2 ZAKRES PRZEKAZYWANYCH INFORMACJI

OSD przekazuje do OSDp dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- b) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty.

3 EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

3.1 PRZEPISY OGÓLNE

3.1.1 Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku bezpieczeństwa CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

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

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

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

3.1.3 Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej

staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

- 3.1.4** Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- 3.1.5** OSD prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.
- 3.1.6** 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, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
- OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

3.2 PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- 3.2.1** Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w niniejszej instrukcji. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- 3.2.2** Urządzenia określone przez OSD przyłączane 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.
- 3.2.3** Specjalne procedury o których mowa w p. 3.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- 3.2.4** Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
- OSD w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

3.3 WPROWADZENIE URZĄDZEŃ DO RUCHU

- 3.3.1** OSD, do którego sieci przyłączane są urządzenia i instalacje wydaje decyzję - zgodę na załączenie urządzeń do ruchu.
- 3.3.2** OSD na podstawie przedstawionych dokumentów i uzyskanych informacji, określa sposób, termin i obowiązujące zasady dotyczące uruchomienia urządzenia.

3.3.3 Decyzję - zgodę na załączenie urządzeń do ruchu wydaje osoba odpowiedzialna za eksploatację sieci dystrybucyjnej, do której przyłączane jest urządzenia. Podstawę do wydania decyzji stanowi stwierdzenie o gotowości urządzenia do przyjęcia do eksploatacji. W szczególnych przypadkach uprawnienia takie mogą wynikać z upoważnień określonych w szczegółowych instrukcjach eksploatacji urządzeń OSD.

3.4 PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

3.4.1 Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

3.4.2 Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

3.5 UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

3.5.1 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.

3.5.2 W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.

3.5.3 OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

3.6 DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

3.6.1 Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

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

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

3.6.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
- d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

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

- a) dokumentację projektową i powykonawczą,
- b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- e) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- f) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności i danych technicznych zainstalowanych urządzeń,
- g) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- h) ewidencję założonych uziemień.
- i) wykaz personelu ruchowego.

3.6.4 Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

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

3.7 REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

3.7.1 OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych lub zleca ich prowadzenie, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

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

3.8 WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

3.8.1 Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

3.8.2 Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

- 3.8.3 Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p. 3.8.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.
- 3.8.4 OSDp i OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- 3.8.5 Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej OSD rozstrzyga OSDp.
- 3.8.6 OSD sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

3.9 OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- 3.9.1 OSD oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi normami i przepisami prawnymi.
- 3.9.2 OSD oraz stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.
- 3.9.3 Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymagań ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane obowiązującymi przepisami prawa.

3.10 OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

- 3.10.1 Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z zobowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- 3.10.2 OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

3.11 PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- 3.11.1 OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące w szczególności:
 - a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- 3.11.2 Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- 3.11.3 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- 3.11.4 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD ustalonego w p. 6.5.
- 3.11.5 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w p. 6.5.

3.12 WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- 3.12.1 OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- 3.12.2 Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

4 BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

4.1 BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

4.1.1 Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach. OSP, zgodnie z IRiESP, opracuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

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

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

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

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

4.1.3 W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa TCM.

4.1.4 Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w p. 4.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

4.1.5 OSD wraz z OSDp oraz OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie planu odbudowy.

4.1.6 OSD w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

4.1.7 Procedury na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
- b) awaryjne układy pracy sieci,
- c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
- d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji.

4.1.8 Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też

przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

- 4.1.9** W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym, zgodnie z p. 4.3.4.

4.2 BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.2.1** OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD.
- 4.2.2** OSD dotrzymuje parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4.3 WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

4.3.1 POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 4.3.1.1** Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

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

OSD podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
 - b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSD lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- 4.3.1.3** Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny, określony w p. 4.3.2,
 - b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w p. 4.3.3,
 - c) tryb awaryjny, określony w p. 4.3.4,
 - d) tryb automatyczny, określony w p. 4.3.5,
 - e) tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w p. 4.3.6.

4.3.2 TRYB NORMALNY

- 4.3.2.1** Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,

- b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- c) bezpieczeństwa osób,
- d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- 4.3.2.2** Wniosek, o którym mowa w p. 4.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
 - 4.3.2.3** OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w p. 4.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.
 - 4.3.2.4** Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
 - 4.3.2.5** Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w p. 4.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
 - 4.3.2.6** Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w p. 4.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
 - a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - c) uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSD,
 - d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
 - 4.3.2.7** Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
 - a) przygotowanie przez OSD, wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - b) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
 - c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSD, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do OSD przez OSDp.
- W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci OSD są zobowiązani do powiadomienia o tym OSD, w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.
- 4.3.2.8** Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
 - a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
 - b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
 - c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:

- i) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- ii) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

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

4.3.2.10 Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 Ustawy. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSD powiadamia odbiorców OSD ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w OSD.

4.3.2.11 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

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

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

4.3.3 TRYB NORMALNY NA POLECENIE OSP

4.3.3.1 W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w p. 4.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

4.3.3.2 Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w p. 4.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

4.3.3.3 W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w p. 4.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 Ustawy, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

4.3.4 TRYB AWARYJNY

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

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

4.3.4.3 Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia przez OSD. Zmniejszenie poboru mocy

czynnej o 20 % (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej, zwłoki nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

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

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

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w p. 4.3.2.8.c)ii).

4.3.4.4 Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

4.3.4.5 Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

4.3.5 TRYB AUTOMATYCZNY

4.3.5.1 OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDp, w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO po uprzednim uzasadnieniu przez OSD.

4.3.6 TRYB OGRANICZENIA POZIOMU NAPIĘĆ

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

4.3.6.2 Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

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

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

5 WSPÓLPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI MIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

OSD współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:

- a) operatorem systemu przesyłowego,
- b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- c) operatorami handlowo-technicznymi,

- d) operatorami handlowymi,
- e) operatorami pomiarów

oraz odbiorcami i wytwórcami.

Współpraca OSD z OSP odbywa się za pośrednictwem OSDp na zasadach opisanych w IRiESD. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp określa oprócz IRiESD również IRiESD OSDp, a także Umowa o świadczenie usługi dystrybucji z OSDp.

Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach niniejszej IRiESD, w szczególności w rozdziałach II, III, IV i VI.

Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi oraz operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w IRiESD-Bilansowanie.

Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi OSDp, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez OSD, opracowują i uzgadniają z OSD instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD. Instrukcja współpracy OSD z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD zawiera co najmniej:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
- b) eksploatacyjne granice stron,
- c) zakres i tryb obiegu informacji,
- d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez OSD.

Przedmiotem instrukcji współpracy OSD ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych jest w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w p. 6.1.,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

6 PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.1 OBOWIĄZKI OSD

6.1.1 W zakresie prowadzenia ruchu OSD na obszarze kierowanej przez niej sieci dystrybucyjnej:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej OSD oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,

- c) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z OSDp ,
- d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w p. 6.2,
- e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami p. 4.3.,
- h) przekazuje do zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESD,
- i) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej OSD.

6.1.2 OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych.

6.2 STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD

6.2.1 OSD realizuje zadania wymienionych w p. 6.1, przez swoje służby.

6.2.2 Struktura zależności służb organizowanych przez OSD ma charakter hierarchiczny.

6.2.3 Służby OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w p. 6.2.10.

6.2.4 OSD przy pomocy swoich służb, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.

6.2.5 Służby własne OSD, sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:

- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych - na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

6.2.6 Służby własne OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej innych niż JWCD i JWCK.

6.2.7 Służby własne OSD sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego OSD, 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.

- 6.2.8** Rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD w ramach wykonywania funkcji określonych w p. od 6.2.4 do 6.2.7. mogą być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.
- 6.2.9** W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, OSD w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze.
- 6.2.10** OSD może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 6.2.11** Przedmiotem umowy, o której mowa w p. 6.2.10. jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w p. 6.1,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

6.3 PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA OSD NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PLANY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

- 6.3.1** OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- 6.3.2** Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

6.4 UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.4.1** Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- 6.4.2** OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- 6.4.3** Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczepów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - charakterystyka odbioru,

- l) harmonogram pracy transformatorów.

6.5 PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.5.1 OSD opracowuje roczny i miesięczny plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.
- 6.5.2 Użytkownicy systemu zgłaszają do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- 6.5.3 Podmiot zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
 - a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy,
 - g) w zależności od potrzeb schemat elektryczny i/lub sytuacyjny obiektu.
- 6.5.4 Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do OSD w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.
- 6.5.5 OSD, i użytkownicy systemu współdziałają ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- 6.5.6 OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- 6.5.7 Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

6.6 PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- 6.6.1 Programy łączeniowe opracowuje się w przypadkach konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.
- 6.6.2 Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- 6.6.3 Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
 - a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

6.7 DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD

Odbiorcy wskazani przez OSD przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają do OSD prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.

6.8 ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- 6.8.1** OSD identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- 6.8.2** Ograniczenia systemowe są podzielone na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- 6.8.3** Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni powodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- 6.8.4** OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- 6.8.5** Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- 6.8.6** Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych.
- 6.8.7** Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- 6.8.8** OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej OSDp, oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- 6.8.9** W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności poprzez:
- zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,
 - wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wnioskowanie do OSDp o zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej OSDp.
- 6.8.10** W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.
- 6.8.11** W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD we współpracy z OSDp podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale 4. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

7 STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POTESTIA SP. Z O.O.

W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

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

Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa OSD.

Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala OSD.

8 PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

8.1 PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

8.1.1 Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

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

8.1.2 Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

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

8.1.4 O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

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

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

- d) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV, Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych ppkt. a) – b), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.

8.2 WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

8.2.1 Ustalone są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

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

8.2.2 Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

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

8.2.3 Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w p. 8.4.2. ppkt. 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

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

8.2.5 OSD, z którym odbiorca zawarł umowę dystrybucji albo umowę kompleksową, zamieszcza na fakturze informację o dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

8.2.6 Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- a) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - przerwy planowanej – 16 godzin,
 - przerwy nieplanowanej – 24 godzin.
- b) przerw w ciągu roku, stanowiących sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - przerw planowanych – 35 godzin,
 - przerw nieplanowanych – 48 godzin.

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

- a) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- b) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- c) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w ppkt. a) i b) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ppkt. a), b) i c), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

8.3 DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

8.3.1 Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.

8.3.2 Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła:

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

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,
- d) względna zmiana napięcia w stanie $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ ustalonym nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

ΔU - zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1 s.

8.3.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu:

8.3.3.1 W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z

pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- d) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

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

- a) Klasy A podano w Tabelicy 1,
- b) Klasy B podano w Tabelicy 2,
- c) Klasy C podano w Tabelicy 3,
- d) Klasy D podano w Tabelicy 4.

Tabelica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

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	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225(15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345(8/n)$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [mA/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$3,85/n$	Patrz Tablica 1.

8.3.3.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $> 16A$ zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B Klasy C oraz Klasy D podano w Tabelicy 5.

Tabelica 5.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, wyrażony w % harmonicznego podstawowego 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	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

8.4 STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

8.4.1 OSD obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

8.4.2 Ustalono następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, 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,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:

- a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 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;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt. 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSDn,
 - 10) udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

8.4.3 Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w Ustawie i aktach wykonawczych do niej oraz p. 2.3.6

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

**BILANSOWANIE SYSTEMU
DYSTRYBUCYJNEGO**

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

A.1.1 Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (z późniejszymi zmianami) zwaną dalej „Ustawą” oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2020 r. z późn. zmianami),
- c) decyzji Prezesa URE z dnia 22 grudnia 2016 r. znak: DRE.WOSE.4711.9.7.2016.ŁG o wyznaczeniu OSD Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, na obszarze określonym w koncesji,
- d) decyzji Prezesa URE z dnia 30 czerwca 2016 r. znak: DEE/364/18590/W/OŁO/2016/KK (z póź. zm.) udzielającej koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej na okres od 1 października 2019 r. do 31 grudnia 2030 r.,
- e) taryfy OSD,
- f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp (IRiESD OSDp),
- g) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej OSP), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- h) Opracowanych przez OSP „Warunkach dotyczących bilansowania” (zwanym dalej WDB), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
- i) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. - EB GL).

A.1.2 OSD jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP. Zgodnie z postanowieniami Ustawy art. 9c ust 3a OSD realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez OSDp, na podstawie stosownej umowy zawartej pomiędzy OSDp a OSD oraz zapisów pkt. A.6.

A.1.3 OSD realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp, do którego sieci są podłączone sieci OSD, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej z OSDp oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

A.1.4 Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą z OSD jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

A.1.5 Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV i posiadające zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z OSP oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z właściwym dla miejsca przyłączenia OSDp, są objęte obszarem Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w Rynku Bilansującym na zasadach i warunkach określonych w WDB, opracowanych przez OSP, stając się Uczestnikami Rynku Bilansującego (URB).

A.1.6 Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określają WDB.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1 IRiESD - Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu

dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- f) procedura zmiany sprzedawcy przez URD,
- g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- i) postępowanie reklamacyjne,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady udzielania informacji i obsługi URD,
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.2.2 Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSD.

A.2.3 Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRIESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) OSD,
- b) innych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDn) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
- e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z OSD,
- f) sprzedawców pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, z którymi OSD ma zawartą generalną umowę dystrybucji lub generalną umowę dystrybucji dla usługi kompleksowej,
- g) Sprzedawców pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu, z którym OSD ma zawartą generalną umowę dystrybucji dla usługi kompleksowej,
- h) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1 Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy Ustawy oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.

A.3.2 OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

- A.3.3** OSD również w zakresie podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.2. uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB).
- A.3.4** Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, który posiada umowę dystrybucyjną z OSD zawartą ze sprzedawcą, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).
- A.3.5** Wytwórca w mikroinstalacji jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego punktu poboru energii (PPE).
- A.3.6** Wytwórca inny niż ten, o którym jest mowa w pkt A.3.5, jest URDW zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD dla danego punktu poboru energii (PPE).
- A.3.7** Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.8** POB jest wskazywany przez sprzedawcę w umowie o której mowa w p. A.4.3.4., zaś przez URDW, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p. A.4.3.2. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobieranej z systemu, dla każdego punktu poboru energii (PPE) dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.9** Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w p. E. niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.10** Podstawą do dokonania zmiany, o której mowa w p. A.3.7., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, URDW, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz OSDp, zgodnie z zasadami opisanymi w p. E.
- A.3.11** Informacja o sprzedawcach rezerwowych podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem www.potestia.pl.
- A.3.12** OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „generalnymi umowami dystrybucji” - GUD),
 - aktualną listę sprzedawców, którzy oferują sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do jego sieci, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej, oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
 - informacje o sprzedawcy energii elektrycznej z urzędu,
 - wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
 - informacje o zasadach i formie dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży.
- A.3.13** OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej informację o wyznaczeniu sprzedawcy zobowiązanego.
- A.3.14** Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży, sprzedawcę rezerwowego oraz OSD o:
- konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
 - przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
 - numerze PESEL/NIP URD,
 - kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. Ustawy Prawo energetyczne.

Zapisy tego punktu nie zwalniają sprzedawcy z obowiązku, o którym mowa w pkt. D.1.8.

A.3.15 Informacja, o której mowa w pkt. A.3.14., powinna zawierać w szczególności:

- a) kod PPE,
- b) przewidywaną datę zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej.

A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.4.1 OSD zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji, a jeśli jest to niezbędne także w IRiESD - bilansowanie, opracowanej przez OSDp.

A.4.2 URD_W, URD_O oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSD umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD - Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_W, URD_O lub sprzedawcy.

A.4.3 WARUNKI I WYMAGANIA FORMALNO-PRAWNE

A.4.3.1 OSD z zachowaniem wymagań p. A.4.3.9, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSD,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z OSD,
- d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD_W) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD.

A.4.3.2 Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w Ustawie i powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą umowę GUD, z wyłączeniem przypadku, kiedy sprzedawcą jest OSD.
- b) wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórcy (URD_W),
- c) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSD umożliwiającą sprzedaż rezerwową,
- d) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórcy (URD_W).

Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu OSD o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie. c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Poboru Energii (PPE), zgodny z p. C.1.4.

A.4.3.3 Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSD, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD i zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp oraz spełniający procedury i warunki

zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSD z POB spełnia wymagania określone w Ustawie oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP i właściwym OSDp umożliwiającą prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego na obszarze OSD,
- i) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB), zgodne z p. C.1.4.,
- j) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania sprzedawcy lub przedsiębiorstwa zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej, lub o zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu WDB,
- k) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
- l) zasady przekazywania przez OSD, za pośrednictwem OSDp, na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn.

Jednocześnie w ramach ww. umowy POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców i wytwórców przyłączonych do sieci OSD, dla którego POB świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSD.

Zawieranie umowy OSD z POB nie jest wymagane, gdy Sprzedawca ma zawartą umowę GUD z OSDp.

A.4.3.4 Umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.3. nie jest realizowana ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.4.3.5 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD zawiera z OSD jedną umowę dystrybucji (GUD), na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSD oferty sprzedaży rezerwowej. Podmiot ten może wyrazić wolę pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego na warunkach określonych w GUD. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży.

Umowa ta spełnia wymagania określone w Ustawie oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSD z URD,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,

- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD i sprzedawcą,
- e) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- f) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie POB, w tym również zaprzestaniu lub zawieszeniu jego działalności na RB, w rozumieniu WDB.
- g) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym również w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy oraz utraty koncesji na obrót energią elektryczną w rozumieniu Ustawy.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1 OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieci na których został wyznaczony OSD, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSD, na podstawie umowy zawartej z OSD.

A.5.2 **W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, OSDp realizuje następujące zadania:**

- a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych miejsc MDD przydzielonych sprzedawcom na podstawie GUD,
- d) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazuje do OSDp dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.3 **W ramach obowiązków związanych z przekazywaniem danych pomiarowych do OSDp, OSD realizuje następujące zadania:**

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- b) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- c) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych POB,

A.5.4 OSD nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD w następujący sposób:

AAAA_kodOSD_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._(numer podmiotu)...

OSD może przyporządkować kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD, które zostały im nadane przez OSDp.

A.5.5 Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa

się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz OSD Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD - Bilansowanie.

A.5.6 Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać:

KodOSD_XXXXXXX, gdzie:

(kod OSD)_(unikalne dopełnienie 7 cyfr)

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

A.6.1 Podstawą realizacji współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSD z OSDp.

A.6.2 W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSD musi posiadać, na dzień rozpoczęcia realizacji umowy o której mowa w p. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań IRiESD OSDp.

A.6.3 Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawartej pomiędzy OSDp a OSP,
- b) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a POB Sprzedawcy realizującym sprzedaż do URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSD,
- d) współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy OSDp a OSD,
- e) świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą energii elektrycznej do URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD,
- f) świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn, wskazanego przez Sprzedawcę.

Jeżeli którakolwiek z umów wymienionych powyżej nie będzie obowiązywać, OSDp może wstrzymać realizację przekazywania danych do OSP.

A.6.4 W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSD jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z zgodnie z IRiESD,
- b) dostarczania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSD lub oddanej do sieci OSD, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URD z obszaru OSD, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na POB,
- c) przekazywania do OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego przekazywania OSDp informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej dla POB i Sprzedawcy.
- e) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

- A.6.5** Przekazywanie danych przez OSDp do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URD, przyłączonych do sieci OSD nie objętej obszarem Rynku Bilansującego na:
- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
 - b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca.
- A.6.6** Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca na obszarze sieci PEP, na której operatorem wyznaczonym jest OSD, będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych tego POB oraz nastąpi sprzedaż rezerwowa, o której mowa pkt A.7. IRiESD.
- A.6.7** Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej na PEP.

A.7. ZASADY WSPÓLPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.7.1 Zasady nadawania certyfikatów ORed.

- A.7.1.1** ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie oraz posiadać status „ORed aktywny” uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.
- A.7.1.2** Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt. A.7.1.9. ppkt. 4) – 5). Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- A.7.1.3** ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej OSD.
- A.7.1.4** W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE. Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDn.
- A.7.1.5** Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSD, jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD lub wyłącznie do OSD i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD; Certyfikat ORed wydawany przez OSD jest wzorowany na wzorze Certyfikatu ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego OSDp w celu rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest

połączona z siecią OSDn, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do OSD, który następnie przekazuje do właściwego OSDp, celem przekazania do upoważnionego OSDp oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do OSD również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn. OSD przekazuje do właściwego OSDp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn. Za datę wydania Certyfikatu dla ORed uznaje się datę jego rejestracji przez OSDp w powyższym systemie informatycznym OSP.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSD zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSD i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania.

A.7.1.6 Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSD – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE przyłączone w sieci dystrybucyjnej OSD;
- 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn. Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDn.

A.7.1.7 Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

A.7.1.8 Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe;
- 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub PESEL), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.7.1.3.;
- 5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSD i OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy

- usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- d) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - e) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - f) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - g) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp, OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.7.1.8. ppkt. 1) – 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - h) o tym, że Odbiorca w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy jedynie przypadku, gdy OSD wydaje certyfikat dla ORed będących jednocześnie OSDn).
- 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony wyłącznie do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.7.1.9 Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD OSD lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
- 5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSD w trybie dobowym.

A.7.1.10 Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.7.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSD albo OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.7.1.11 W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.7.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.) do OSD, celem przekazania do upoważnionego OSDp oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSD Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu. OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSD wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej,

opublikowany na stronie internetowej OSD. Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn. OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.7.1.9.

A.7.1.12 Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez URD lub OSDn do OSD. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego przekazania do upoważnionego OSDp oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania. OSD w terminie do 7 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku od URD lub OSDn przekazuje do OSDp.

A.7.1.13 Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.7.1.9., OSDp rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatowi dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

A.7.1.14 Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.7.1.13.;
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 3) dane ORed (nazwa, adres);
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD (kody PPE nadaje operator systemu dystrybucyjnego właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSD i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) datę wydania Certyfikatu;
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSD o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

A.7.1.15 W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSD albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.7.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSD albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego

certyfikatu dla tego ORed.

A.7.1.16 W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A.7.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do odpowiednio OSD albo OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSD).

A.7.1.17 Odpowiednio OSDp upoważniony przez OSD, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) którym mowa w pkt. A.7.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy odpowiednio OSD albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.7.1.9. ppkt. 2) – 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSD, OSD przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i powoduje zaprzestanie przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez OSD do OSDp.

W przypadku kiedy OSD pozyska od OSDp informację o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, OSD przekazuje informację do OSDn o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed i to oznacza, że OSDn zaprzestaje przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed do OSD.

A.7.1.18 Wniosek, o którym mowa w pkt. A.7.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt. A.7.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. A.7.1.17. ppkt. 2) składane są na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

OSD przesyła Certyfikat dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD albo do OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której OSD otrzymał ten wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

A.7.2 Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed.

A.7.2.1 Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.7.2.2 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

A.7.2.3 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSDp, po otrzymaniu przez OSD od OSDp lub OSP informacji:

- 1) podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 2) wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zбору ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSD po otrzymaniu od OSDp powyższych informacji, dokonuje (w dobie n+2) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.7.2.7. – A.2.9.

OSD przekazuje do OSDp dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.7.2.5.

A.7.2.4 W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.

A.7.2.5 OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.7.2.3., w terminie 1 dnia kalendarzowego od otrzymania informacji od OSD,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.7.2.7., w terminie do doby n+1,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.7.2.8, 1 dnia miesiąca m+1,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.7.2.9., za miesiąc m 1 dnia odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje do OSD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer FTP. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez OSD zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.3.

A.7.2.6 OSD przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe zgodnie z umową, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

A.7.2.7 Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSD do OSDp w trybie wstępnym od doby n+1 do doby n+2.

A.7.2.8 Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt. A.7.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSDp za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca m+1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym m+1, OSDp do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.7.2.7.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSDp, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.7.2.9 Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD OSDp.

A.7.2.10 Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca m+2 i m+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca

m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.

A.7.2.11 Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDn do OSD w trybie wstępnym od doby n+1.

A.7.2.12 Do 4 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDn dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSD danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt. A.7.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDn do OSD za miesiąc m od 1 do 4 dnia miesiąca m+1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych w 4 dniu miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSDn o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDn przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDn w trybie podstawowym m+1, OSD do rozliczeń przyjmuje dane w dobie n+1.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDn do OSD, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.7.2.13 Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD.

A.7.2.14 Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 4 dnia miesiąca m+2 i m+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych 4 dnia miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSDn zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDn przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESD OSDp.

A.7.2.15 Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

A.8.1 W umowie o świadczenie usługi dystrybucji, URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.12. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
- 2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. A.3.12. lit. a) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży

rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.1., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

OSD na każde uzasadnione żądanie sprzedawcy rezerwowego, jest zobowiązana do przekazania temu sprzedawcy oświadczenia o zawarciu w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji upoważnienia dla OSD do zawarcia – w imieniu i na rzecz URD – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.8.2 OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.8.3, zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.12.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.3.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą;

– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- a) w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;
- b) w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.8.3 OSD nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 Ustawy (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.1.8.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,
- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4 Sprzedawca, który zawarł z OSD GUD, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSD, składa do OSD ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej. Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD.

A.8.5 Umowa sprzedaży rezerwowej jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę.

Umowa ta może ulec rozwiązaniu:

- 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron; lub
 - 2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania;
- a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

A.8.6 Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej albo
- 2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej
– OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo umowy sprzedaży rezerwowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. Ustawy. Pkt. B.5. stosuje się odpowiednio.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.8.7 OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.2., wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowe, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.6. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

A.8.8 Po zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

A.8.9 Sprzedawca rezerwowy przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, w terminie 30 dni od dnia otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy rezerwowego, oraz informuje o prawie odbiorcy końcowego do wypowiedzenia tej umowy. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.6., zgodnie z pkt. D.1.8.

A.8.10 OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej.
OSD udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości

energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

- A.8.11** W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. Ustawy, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.8.12** W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.8.13** Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. A.8.6. albo umowa sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. A.8.2., ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI Z URDo i URDw

- B.1.** Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana jest na wniosek URDo. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez OSD na stronie internetowej www.potestia.pl.
- B.2.** W przypadku URDo, umowę o świadczenie usług dystrybucji zaleca się zawrzeć przed dniem złożenia do OSD powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, którą URDo zawarł z wybranym sprzedawcą, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. oraz D.3.5., dla których to przypadków umowa o świadczenie usług dystrybucji winna zostać zawarta przed datą rozpoczęcia świadczenia usług dystrybucji. Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikające z zawartej przez URDo umowy dystrybucji, następuje z datą wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo.
- B.3.** W przypadku URDw, umowa o świadczenie usług dystrybucji jest zawierana po wskazaniu POB przez URDw, z którym URDw zawarł stosowną umowę.
- B.4.** OSD wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie:
 - a) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo będących odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
 - b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URDo.
- B.5.** Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.2. określa pkt. D.
- B.6.** W przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.5.
- B.7.** W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.6.
- B.8.** Sprzedawca zawiera umowę kompleksową z URDo na podstawie wydanego przez OSD potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.
- B.9.** Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów dostaw, o których mowa w pkt. B.8. OSD wydaje na wniosek Sprzedawcy w oparciu o dostarczone pełnomocnictwo URDo.
- B.10.** W przypadku zawarcia przez URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD z Sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem zmiany sprzedawcy umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej zastępuje dotychczasową umowę dystrybucyjną, której stroną był ten URD. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucyjna ulega z tym dniem rozwiązaniu.
- B.11.** W przypadku zawarcia przez URD z OSD umowy dystrybucyjnej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.
- B.12.** Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej odbywa się na podstawie wyłącznie jednej umowy, tj. umowy dystrybucyjnej lub umowy kompleksowej.
- B.13.** OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art. 12. ust. 1 ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (dz. U. z 2014r. poz. 827) winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucyjną z OSD.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.

C.1.1 OSD w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej pełni funkcję Operatora Pomiarów (OP) i administruje danymi pomiarowymi w rozumieniu WDB, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będącą w posiadaniu OSD. . OSD może zlecić realizację niektórych funkcji OP innemu podmiotowi.

Część zadań Operatora Pomiarów w zakresie współpracy z OSP, OSD zleca OSDp.

C.1.2 Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczeniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,
- c) wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- d) przekazywanie do OSP po przez OSDp, udostępnianie POB, OSDp, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3 OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej przez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSD pozyskuje te dane w postaci:

- a) godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników – dane godzinowe,
- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością, wynikająca z własności urządzeń pomiarowych i LSPR. Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Dane pomiarowe, o których mowa:

- a) w powyższym ppkt. a) OSD pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- b) w powyższym ppkt. b) OSD pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

C.1.4 OSD wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w p. C.1.2.c) i p. C.1.2.d), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.1.5 OSD wyznacza rzeczywiste ilości energii o których mowa w p. C.1.4., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
- b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRiESD, w przypadku awarii układu

- pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
 - d) standardowych profili zużycia (o których mowa w p. G.), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6** Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7** W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w p. C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:
- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia okresu poprzedzającego awarię lub ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia następnego po awarii.
- C.1.8** W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD, pozyskane lokalnie, albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.9** Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.10** Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSD wyznacza i udostępnia, za pośrednictwem OSDp godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB oraz IRiESD, dla:
- a) OSDp jako zagregowane dane dla poszczególnych POB,
 - b) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URDw,
- zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.
- C.1.11** Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego OSD udostępnia następujące dane pomiarowe:
- a) Sprzedawcom:
 - o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do 5 (piątego) dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,
 - za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSD zgodnie z pkt C.1.3 a),
 - oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację.
- Sposób przekazywania danych określa GUD zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSD,
- b) URD:
 - o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
 - godzinowe URD – na zlecenie URD – na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a OSD
- zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

C.1.12 Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- i zgłaszane są do OSP po przez OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp lub umowie zawartej z OSDp.

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSDp przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w p. C.1.10. ppkt. b) i c).

C.1.13 URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w p. H. niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1** Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2** W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.
- URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD albo umowę kompleksową z nowym Sprzedawcą,
 - nowy Sprzedawca powinien mieć zawartą GUD z OSD.
- D.1.3** Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.3.8. i D.3.9.
- D.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.
- Dla URDo przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielenia umowy kompleksowej również na podstawie:
- odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URDo na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSD najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSD,
- a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1:
- 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.
- OSD przekazuje dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy wyznaczone na dzień zmiany sprzedawcy dane pomiarowe odbiorcy, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, umożliwiające dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą, nie później niż w okresie 35 dni kalendarzowych od dnia dokonania tej zmiany.
- D.1.5** Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę i jest realizowana zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.2. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.
- D.1.6** URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, tzw. sprzedawcę podstawowego. Powiadomienia, o których mowa w pkt. D.1.1, dokonuje wyłącznie sprzedawca podstawowy. Energia elektryczna zmierzona w PPE odbiorcy będzie wykazywana na POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez sprzedawcę podstawowego.
- D.1.7** Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1.
- D.1.8** Sprzedawca nie później niż na 21 dni przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub

świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

- D.1.9** URDo może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę: kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.
- D.1.10** Zmiana Sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

- D.2.1** URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca zgłasza do OSD w formie powiadomienia informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia.
- D.2.2** Powiadomienie jest zgłaszane do odpowiednich OSD w formie papierowej. Powiadomienia są przyjmowane w siedzibie OSD.
Formę dokonywania zgłoszeń, w tym wzór zgłoszenia zamieszczone są na stronie internetowej pod adresem www.potestia.pl.
- D.2.3** Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej musi być dokonane na co najmniej 21 dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD: Powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji. Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSD. OSD poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.
- D.2.4** Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do powiadomienia OSD, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym URDo lub przedłużeniu obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1.
- D.2.5** Sprzedawca zobowiązany jest do potwierdzenia OSD, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed datą zakończenia obowiązywania umów zawartych na czas określony, braku sprzedaży energii po dacie zakończenia obowiązywania umowy.

W przypadku potwierdzenia przez Sprzedawcę, o którym mowa w pkt. D.2.4., zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo OSD, w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania od Sprzedawcy powyższego potwierdzenia, informuje URDo o braku możliwości dostarczania energii elektrycznej po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej. OSD informuje również o konieczności zawarcia i zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej w trybie zgodnym z IRiESD. W przypadku niedopełnienia powyższego przez URDo, OSD wszczyna procedurę sprzedaży rezerwowej.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- D.3.1** URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową.
- D.3.2** URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- D.3.3** URDo lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca powiadamia OSD (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej przez tego URDo z

nowym sprzedawcą. W powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej URDo, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni kalendarzowych od daty powiadomienia.

- D.3.4** URDo, w dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., dotyczącego zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej, powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD.
- D.3.5** OSD w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z OSD, danych przedstawianych w powiadomieniu oraz w przypadku zgłaszania umów kompleksowych parametrów technicznych dostaw.
- D.3.6** Z zastrzeżeniem zdania drugiego, jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.3. zawiera braki formalne lub błędy, OSD informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.
- D.3.7** Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.6. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych (a w przypadku, gdy błąd lub brak dotyczy wskazania PPE – 2 dni roboczych), OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., z zastrzeżeniem D.1.3., informując o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.
- D.3.8** OSD, w terminie nieprzekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.5. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- D.3.9** W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji.
- D.3.10** Zmiana sprzedawcy wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy kompleksowej zawartej przez dotychczasowego Sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego Sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany Sprzedawcy.
- D.3.11** Powiadomienia, do czasu uruchomienia przez OSD odpowiednich systemów informatycznych, dokonywane są w formie papierowej.

D.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.4.1** OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci na temat świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- D.4.2** Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
- na stronie internetowej OSD www.potestia.pl,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD www.potestia.pl,
 - w punkcie obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD www.potestia.pl.
- D.4.3** Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone następującymi drogami:
- osobiście w punkcie obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD www.potestia.pl,
 - listownie na adres OSD tj. Aleja Jana Pawła II 22, 00-133 Warszawa
 - pocztą elektroniczną,
 - faksem,
 - telefonicznie.
- Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej, zamieszczone są na

stronie internetowej OSD www.potestia.pl

- D.4.4** OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurze zmiany sprzedawcy,
 - wymaganych umowach,
 - prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- D.4.5** Adresy pocztowe, adresy email oraz numery faksu i numery telefonu niezbędne do kontaktu z OSD zamieszczone są na stronie internetowej OSD oraz na fakturach wystawianych przez OSD.
- D.4.6** OSD oraz Sprzedawcy umieszczają nr PPE na wystawionych przez siebie fakturach z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz WDP.

POB jest ustanawiany przez:

- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD;
- b) URD typu wytwórcy (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD

URD_W wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_W.

E.2. Proces przejścia przez POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_W, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca lub URD_W powiadamia OSD na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej OSD, o planowanym przejściu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URD_W przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URD_W;
- 2) OSD dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
- 3) OSD za pośrednictwem OSDp w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę lub URD_W oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W do MB nowego POB;
- 4) OSD za pośrednictwem OSDp w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), niezwłocznie informuje nowego POB, oraz sprzedawcę lub URD_W o przyczynach negatywnej weryfikacji.

E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w p. E.2. ppkt. 2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem p. E.5.

E.4. Z dniem zmiany POB, OSD za pośrednictwem OSDp przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
- 3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W;
- 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O.

E.5. Jeżeli OSD otrzyma powiadomienie, o którym mowa w p. E.2. ppkt. 1), od sprzedawcy lub URD_W przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSD, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

E.6. Z zastrzeżeniem p. E.2. – E.4. w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD_W jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na

nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URDO lub na OSDp w przypadku utraty POB przez URDW. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URDo przejmuje sprzedawca rezerwowo.

- E.7.** OSD niezwłocznie po uzyskaniu za pośrednictwem OSDp od OSP, informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URDW, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URDW jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego p. E.
- E.8.** POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URDW jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDp, OSD i sprzedawcy lub URDW, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB lub o zaprzestaniu bilansowania sprzedawcy lub URDW.
- E.9.** Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URDW POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URDW i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URDW przez POB na obszarze działania OSD.

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

F.1.1 Sprzedawca, jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD w formie powiadomienia, w imieniu własnym i URD informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

Do czasu wdrożenia systemu informatycznego OSD będzie przyjmować powiadomienia w formie pisemnej na formularzu zamieszczonym na stronie internetowej www.potestia.pl.

F.1.2 OSD przyjmuje powiadomienia, o których mowa w pkt. F.1.1., nie później niż na 21 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez nowego sprzedawcy. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez OSD, zgodnie z procedurą określoną w rozdziale F. Otrzymane powiadomienia w terminach otrzymane później niż 21 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży będą weryfikowane negatywnie.

F.1.3 Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w pkt. D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSD oryginału powiadomienia w formie papierowej, o którym mowa w pkt. F.1.2.

F.1.4 Dla umów sprzedaży energii elektrycznej dotyczących nowego PPE lub nowego URD w istniejącym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSD za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.2. Weryfikacja powiadomień następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania oryginału powiadomienia przez OSD. W tym czasie OSD informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub/i podanie napięcia.

F.1.5 Do powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.2., należy dołączyć pełnomocnictwo do reprezentowania URD przez Sprzedawcę (OSD dopuszcza kopię pełnomocnictwa poświadczonego notarialnie za zgodność z oryginałem).

F.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

F.2.1 OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich kompletności i zgodności z umowami, o których mowa w pkt. A.4.3. oraz w zakresie określonym w pkt. F.1.2., w terminie 5 dni roboczych od otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.

F.2.2 Z zastrzeżeniem zdania drugiego, jeżeli powiadomienie, o których mowa w pkt. F.1.1. zawiera braki formalne, OSD informuje niezwłocznie o tym fakcie podmiot, który złożył to powiadomienie, jednak w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.

F.2.3 Jeżeli braki formalne, o których mowa w pkt. F.2.2. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych (a w przypadku, gdy błąd lub brak dotyczy wskazania PPE – 2 dni roboczych), OSD przerywa proces zmiany sprzedawcy, informując o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie, sprzedawcę, sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawcę z urzędu oraz URD.

F.2.4 Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt. D.3.9., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.

F.2.5 Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. F.1.1. nie zawiera braków formalnych, OSD w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, od dnia otrzymania tego powiadomienia informuje o przyjęciu zgłoszenia przedkładającego powiadomienie.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1.** OSD określa standardowe profile zużycia (profile) z zachowaniem należytej staranności na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowanych zestawiono w Tabeli 1, zaś godzinowe profile wyznaczone w jednostkach względnych zamieszczono w Tabeli 2.
- G.2.** Dla odbiorców, o których mowa w p. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, OSD na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3.** Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD. Odbiorcom profilowym, dla których przydzielono profile przed dniem wejścia w życie niniejszej IRIESD, przydzielone zostają nowe profile zgodnie z kryteriami zawartymi w Tabeli 1.
- G.4.** W przypadku zmiany parametrów o których mowa w p. G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji o której mowa w p. G.3.

Tabela 1.

Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych przyłączonych do sieci OSD

Nazwa profilu	Zakwalifikowanie odbiorcy
Profil C11	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: zasilanie 1 lub 3-fazowe; moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW; układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
Profil C21	Odbiorcy grup taryfowych C2 spełniający warunki: zasilanie 1 lub 3-fazowe; moc przyłączeniowa większa niż 40 kW; układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.

Potestia sp. z o.o. - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Tabela 2. Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C11

Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C11 – styczeń - czerwiec																		
Godzina doby	Styczeń			Luty			Marzec			Kwiecień			Maj			Czerwiec		
	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.
01:00	0,017936	0,013027	0,018420	0,016625	0,014908	0,012925	0,018668	0,018630	0,017585	0,020155	0,022291	0,019328	0,027387	0,021777	0,029926	0,031548	0,035255	0,027023
02:00	0,022130	0,017361	0,023187	0,017393	0,016093	0,015422	0,017695	0,017729	0,017659	0,021944	0,020934	0,020169	0,024065	0,019850	0,026884	0,020073	0,024034	0,019949
03:00	0,021037	0,016965	0,022876	0,016630	0,014901	0,014624	0,016670	0,017236	0,012498	0,021584	0,020427	0,020373	0,023501	0,019211	0,026196	0,019396	0,023117	0,018887
04:00	0,020387	0,016021	0,022038	0,015052	0,013353	0,013774	0,015574	0,016005	0,015884	0,021213	0,019923	0,019075	0,023298	0,019081	0,025959	0,019238	0,022875	0,019645
05:00	0,019757	0,015531	0,021796	0,015105	0,013663	0,013169	0,015283	0,015447	0,015929	0,020344	0,019907	0,018415	0,023209	0,018896	0,025775	0,019047	0,022884	0,019335
06:00	0,019657	0,015168	0,021497	0,013918	0,012800	0,013444	0,015331	0,014907	0,015276	0,019329	0,019895	0,018135	0,023151	0,018690	0,025523	0,018656	0,022885	0,019181
07:00	0,019267	0,014820	0,021157	0,013996	0,012990	0,012360	0,015691	0,016227	0,015044	0,018605	0,019610	0,017711	0,023704	0,018505	0,024791	0,018857	0,023100	0,019383
08:00	0,025261	0,021126	0,025892	0,016253	0,014694	0,016710	0,018117	0,018227	0,015743	0,027212	0,023428	0,024229	0,034187	0,022872	0,035756	0,039656	0,033928	0,026818
09:00	0,057292	0,046477	0,037913	0,045054	0,027104	0,025074	0,044841	0,030764	0,022681	0,056782	0,038806	0,030428	0,059400	0,042510	0,048979	0,075948	0,052172	0,040397
10:00	0,101094	0,098332	0,067152	0,092421	0,081814	0,069966	0,099200	0,099490	0,058987	0,102233	0,099947	0,058841	0,108868	0,095495	0,080365	0,126109	0,102694	0,080197
11:00	0,172904	0,175517	0,135482	0,153502	0,148593	0,146886	0,180147	0,176903	0,104590	0,210062	0,201748	0,090971	0,222260	0,219001	0,126324	0,238971	0,213964	0,146446
12:00	0,181506	0,181764	0,139045	0,162892	0,160348	0,157449	0,195135	0,196435	0,113887	0,222189	0,230796	0,098115	0,238652	0,241410	0,139015	0,253185	0,243172	0,162617
13:00	0,179261	0,182080	0,143570	0,162996	0,164098	0,159277	0,196341	0,204108	0,115848	0,219823	0,230028	0,099491	0,232107	0,237046	0,138600	0,251479	0,249656	0,161226
14:00	0,178298	0,181500	0,144979	0,158951	0,166427	0,157408	0,196374	0,198574	0,116846	0,225770	0,220912	0,098427	0,231305	0,236468	0,140823	0,247615	0,241654	0,162660
15:00	0,182517	0,185174	0,144476	0,160976	0,163783	0,160767	0,194788	0,181446	0,122764	0,228890	0,211792	0,096257	0,238143	0,222273	0,127924	0,247593	0,234567	0,163173
16:00	0,179247	0,181624	0,141011	0,156875	0,154450	0,153118	0,190525	0,165554	0,121011	0,216902	0,225843	0,097415	0,217478	0,207741	0,122048	0,239295	0,226605	0,147308
17:00	0,173698	0,176652	0,136104	0,157040	0,153920	0,149211	0,186536	0,164580	0,113910	0,211549	0,230148	0,094403	0,223814	0,215442	0,120044	0,242124	0,243374	0,161658
18:00	0,172840	0,183183	0,135454	0,154853	0,152765	0,152671	0,186302	0,166780	0,116091	0,213894	0,216206	0,094250	0,222374	0,224749	0,119218	0,241433	0,229423	0,165881
19:00	0,174683	0,174769	0,135108	0,155080	0,151939	0,146171	0,182841	0,167902	0,118964	0,206394	0,203166	0,095149	0,226235	0,226939	0,112637	0,241991	0,225783	0,160683
20:00	0,177075	0,175352	0,138623	0,156586	0,150541	0,149737	0,184286	0,157530	0,109559	0,211681	0,216093	0,096355	0,219886	0,225297	0,111160	0,239404	0,223107	0,156398
21:00	0,175423	0,187155	0,101840	0,156536	0,150094	0,113205	0,183696	0,161292	0,089393	0,214035	0,216722	0,091163	0,219289	0,222556	0,101177	0,240560	0,236934	0,148892
22:00	0,122781	0,117647	0,059402	0,126763	0,119024	0,053695	0,144446	0,133069	0,063341	0,166264	0,171224	0,078996	0,169731	0,173195	0,080128	0,191130	0,169120	0,108191
23:00	0,064082	0,058090	0,047504	0,063770	0,053381	0,039687	0,074055	0,064730	0,054386	0,090917	0,103272	0,071015	0,090279	0,095968	0,077031	0,120259	0,092835	0,096826
24:00	0,027762	0,020236	0,027178	0,026435	0,019487	0,018109	0,031797	0,028013	0,026430	0,045574	0,048330	0,038527	0,043604	0,054043	0,044315	0,072889	0,049184	0,066436

R. - dni robocze

S. - Sobota

N. - niedziele i Święta

Potestia sp. z o.o. - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C11 – lipiec - grudzień																		
Godzina doby	Lipiec			Sierpień			Wrzesień			Październik			Listopad			Grudzień		
	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.
01:00	0,022049	0,020423	0,021195	0,036672	0,040687	0,035542	0,033318	0,036559	0,034844	0,020085	0,020798	0,017098	0,020316	0,026502	0,021968	0,016990	0,023445	0,023349
02:00	0,010664	0,009677	0,009297	0,026242	0,027723	0,023064	0,022678	0,024361	0,024160	0,009905	0,009696	0,011757	0,011120	0,010682	0,009282	0,009450	0,012170	0,012075
03:00	0,009836	0,008788	0,008401	0,024366	0,027288	0,023346	0,020697	0,024092	0,022724	0,009059	0,008558	0,009103	0,011010	0,010652	0,009231	0,009512	0,011186	0,012074
04:00	0,009817	0,008787	0,008440	0,023236	0,026005	0,023567	0,020070	0,023098	0,022514	0,008944	0,008661	0,009005	0,010938	0,010650	0,009108	0,009448	0,011069	0,011739
05:00	0,009688	0,008942	0,008530	0,023621	0,026074	0,022816	0,019822	0,023233	0,022341	0,008955	0,008577	0,008928	0,010276	0,010629	0,009219	0,009285	0,010951	0,011571
06:00	0,009422	0,008832	0,008487	0,022841	0,025688	0,022068	0,019654	0,022994	0,022169	0,009048	0,008486	0,009109	0,010052	0,010585	0,009185	0,009384	0,010952	0,011697
07:00	0,009463	0,009341	0,008402	0,023087	0,024586	0,020160	0,019462	0,022373	0,022063	0,009860	0,008527	0,008981	0,010304	0,010531	0,009162	0,010940	0,011984	0,011670
08:00	0,028099	0,018829	0,014753	0,037680	0,030118	0,025219	0,032818	0,029327	0,026594	0,021082	0,012592	0,012997	0,018152	0,014795	0,012623	0,018448	0,016101	0,012691
09:00	0,055096	0,034042	0,025920	0,063469	0,046505	0,038691	0,060004	0,044941	0,037608	0,048947	0,024012	0,023022	0,040812	0,024244	0,018672	0,035274	0,025175	0,017058
10:00	0,101891	0,087866	0,053816	0,103288	0,099873	0,066022	0,103156	0,094415	0,065351	0,087456	0,076836	0,061274	0,069203	0,069877	0,050739	0,087622	0,074654	0,060095
11:00	0,224204	0,227721	0,122620	0,224640	0,228973	0,122857	0,220241	0,206274	0,134053	0,195580	0,196641	0,133233	0,167767	0,202075	0,111353	0,174616	0,180647	0,121080
12:00	0,253355	0,254766	0,141784	0,246539	0,273678	0,132304	0,248121	0,243202	0,143767	0,224025	0,214217	0,150671	0,193806	0,215407	0,125439	0,202097	0,199617	0,139784
13:00	0,249910	0,260184	0,146457	0,243983	0,259542	0,136334	0,239030	0,253206	0,131592	0,220803	0,224028	0,154727	0,194544	0,216486	0,127648	0,212876	0,204563	0,146279
14:00	0,243758	0,273360	0,135159	0,250838	0,248256	0,138077	0,238890	0,255108	0,136178	0,212964	0,219099	0,149089	0,189997	0,238095	0,126528	0,208046	0,216281	0,150561
15:00	0,251865	0,257107	0,136988	0,245673	0,244512	0,148550	0,230494	0,252199	0,142925	0,214509	0,219292	0,161753	0,194252	0,225815	0,123217	0,208256	0,218435	0,150162
16:00	0,253015	0,248815	0,146836	0,247029	0,253607	0,147766	0,231348	0,251017	0,153124	0,221473	0,238588	0,161158	0,191179	0,216755	0,131343	0,200985	0,207534	0,144643
17:00	0,247467	0,253590	0,136818	0,249918	0,236080	0,129890	0,230010	0,252918	0,151592	0,214932	0,221862	0,165753	0,189869	0,209347	0,116086	0,195563	0,209306	0,145971
18:00	0,247526	0,244461	0,134621	0,249780	0,251496	0,134612	0,225187	0,238902	0,148389	0,212351	0,209005	0,160898	0,192271	0,222007	0,115292	0,196014	0,217253	0,144796
19:00	0,249851	0,243980	0,133815	0,241390	0,250373	0,135614	0,230363	0,235890	0,139696	0,208965	0,205083	0,162693	0,189895	0,201208	0,117652	0,197130	0,202127	0,153328
20:00	0,251475	0,236163	0,140689	0,233907	0,242454	0,135465	0,223770	0,239221	0,140539	0,209547	0,217846	0,161868	0,188890	0,198757	0,113715	0,190326	0,208753	0,151251
21:00	0,241398	0,221508	0,107762	0,234273	0,227521	0,108900	0,222576	0,238709	0,119186	0,211189	0,217974	0,127911	0,186015	0,213978	0,100601	0,185525	0,213138	0,134598
22:00	0,186237	0,169845	0,077240	0,171886	0,154007	0,082434	0,171519	0,173706	0,083917	0,158652	0,159171	0,082852	0,153656	0,171242	0,069751	0,159809	0,174180	0,100473
23:00	0,101267	0,090421	0,069056	0,095512	0,092708	0,072234	0,095714	0,096063	0,076118	0,084838	0,087840	0,069553	0,084925	0,091588	0,056236	0,102740	0,100747	0,079227
24:00	0,051046	0,048541	0,045019	0,056184	0,053529	0,053433	0,052584	0,052791	0,051174	0,039563	0,038095	0,041766	0,043327	0,045196	0,041098	0,042632	0,043441	0,041760

R. - dni robocze

S. - Sobota

N. - niedziele i Święta

Potestia sp. z o.o. - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Tabela 3. Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C21

Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C21 – styczeń - czerwiec																		
Godzina doby	Styczeń			Luty			Marzec			Kwiecień			Maj			Czerwiec		
	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.
01:00	0,054947	0,050879	0,047965	0,055244	0,055783	0,055762	0,052226	0,051818	0,054132	0,055923	0,054316	0,045577	0,058074	0,056596	0,055150	0,057376	0,056402	0,057930
02:00	0,042860	0,036867	0,037743	0,042182	0,039015	0,040217	0,040909	0,037552	0,038181	0,045095	0,043254	0,036024	0,044828	0,044000	0,041132	0,044666	0,045305	0,047438
03:00	0,037721	0,032784	0,032645	0,036669	0,030291	0,032496	0,036716	0,032006	0,024142	0,040223	0,034778	0,029407	0,038308	0,035174	0,035904	0,039745	0,035449	0,038548
04:00	0,035655	0,029458	0,029291	0,034103	0,026914	0,027342	0,034168	0,028444	0,030207	0,036642	0,031021	0,026985	0,035708	0,031028	0,033923	0,036834	0,033058	0,034576
05:00	0,033732	0,028111	0,029668	0,032027	0,026349	0,025789	0,032891	0,026535	0,027741	0,035137	0,030245	0,026165	0,034458	0,029986	0,032050	0,035424	0,032167	0,032205
06:00	0,032447	0,027641	0,028575	0,031748	0,025526	0,025810	0,032265	0,026195	0,026874	0,034660	0,030195	0,026034	0,034214	0,029596	0,031186	0,035186	0,032055	0,031382
07:00	0,040139	0,028054	0,029113	0,037043	0,031083	0,025795	0,046684	0,043313	0,027531	0,051609	0,047132	0,027640	0,050061	0,045279	0,035206	0,051107	0,045783	0,036565
08:00	0,052450	0,045715	0,040916	0,049304	0,047917	0,043038	0,053145	0,049284	0,035775	0,055814	0,053690	0,030888	0,054690	0,053212	0,038919	0,056833	0,055127	0,042878
09:00	0,085459	0,077232	0,058266	0,081017	0,074339	0,065064	0,074601	0,075660	0,057741	0,078634	0,072185	0,042128	0,084866	0,082832	0,055399	0,079292	0,078452	0,058288
10:00	0,140874	0,137550	0,105631	0,131164	0,123511	0,118813	0,128186	0,121869	0,103693	0,131616	0,121113	0,079640	0,135909	0,139011	0,100562	0,140142	0,143967	0,113162
11:00	0,152479	0,162061	0,124977	0,151138	0,147926	0,149068	0,151362	0,151841	0,123808	0,156406	0,156269	0,094942	0,168088	0,172012	0,114130	0,176634	0,172184	0,142377
12:00	0,155697	0,163317	0,134429	0,154728	0,152294	0,150446	0,155081	0,158108	0,129857	0,159546	0,162363	0,100524	0,170565	0,171379	0,125798	0,182742	0,180915	0,149281
13:00	0,159725	0,163669	0,138890	0,158833	0,158337	0,154204	0,160026	0,159567	0,130829	0,163426	0,166331	0,103534	0,175230	0,173577	0,128009	0,186969	0,186828	0,154317
14:00	0,164858	0,167524	0,144842	0,161635	0,164180	0,160121	0,163049	0,163072	0,138153	0,169445	0,170932	0,108306	0,179073	0,173870	0,134322	0,192185	0,189744	0,158821
15:00	0,166417	0,175007	0,151382	0,164665	0,170670	0,170756	0,164759	0,154996	0,145457	0,169558	0,178052	0,111616	0,180898	0,184583	0,139169	0,191418	0,191724	0,164686
16:00	0,167877	0,180235	0,152872	0,163966	0,172775	0,174296	0,164280	0,158860	0,147825	0,170714	0,179852	0,114434	0,180641	0,185072	0,139891	0,191068	0,194164	0,166992
17:00	0,166930	0,178831	0,153010	0,165561	0,174448	0,175045	0,162294	0,156103	0,149335	0,169571	0,181976	0,112559	0,180582	0,179401	0,139966	0,190552	0,191298	0,167946
18:00	0,168172	0,179632	0,152001	0,165276	0,173220	0,172782	0,164206	0,153337	0,146766	0,169168	0,179065	0,113037	0,177732	0,180046	0,139176	0,189798	0,192361	0,165295
19:00	0,169417	0,178571	0,151720	0,166836	0,173293	0,171696	0,163551	0,151007	0,146246	0,171874	0,178864	0,112125	0,179811	0,185176	0,137972	0,191238	0,192956	0,163147
20:00	0,169604	0,180742	0,152270	0,166283	0,173355	0,171369	0,163474	0,150673	0,142057	0,169767	0,173615	0,110671	0,180213	0,181555	0,134300	0,191817	0,190502	0,161296
21:00	0,168304	0,178312	0,130400	0,164200	0,171877	0,133987	0,163559	0,148749	0,118368	0,167043	0,174093	0,101383	0,177927	0,180100	0,119683	0,189611	0,190116	0,135437
22:00	0,127932	0,133248	0,107718	0,125579	0,128947	0,112217	0,121831	0,111781	0,103673	0,123789	0,123416	0,091597	0,136387	0,130898	0,109603	0,140181	0,137143	0,112602
23:00	0,094294	0,095608	0,085349	0,094792	0,100294	0,086620	0,091512	0,087843	0,080820	0,096014	0,094265	0,077743	0,111202	0,105106	0,096035	0,100724	0,099684	0,091105
24:00	0,069790	0,070408	0,065800	0,070443	0,074485	0,064704	0,066569	0,067090	0,064804	0,074754	0,071971	0,063708	0,079710	0,072830	0,073142	0,074341	0,071065	0,070177

R. - dni robocze

S. - Sobota

N. - niedziele i Święta

Potestia sp. z o.o. - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Godzinowe profile odbiorców przyłączonych do sieci OSD - grupa taryfowa C21 – lipiec - grudzień																		
Godzina doby	Lipiec			Sierpień			Wrzesień			Październik			Listopad			Grudzień		
	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.	R.	S.	N.
01:00	0,059241	0,057279	0,059111	0,060094	0,058850	0,060587	0,061079	0,060282	0,061683	0,061927	0,061832	0,057718	0,061655	0,064085	0,058211	0,059320	0,057079	0,050602
02:00	0,046990	0,044773	0,044755	0,047214	0,047037	0,046376	0,047228	0,046856	0,047333	0,049051	0,046080	0,052498	0,048456	0,050702	0,043609	0,046870	0,044402	0,040070
03:00	0,041906	0,038869	0,037391	0,042596	0,040869	0,037138	0,041703	0,038243	0,037094	0,041851	0,038147	0,035612	0,040938	0,042738	0,036174	0,042809	0,037511	0,035390
04:00	0,037608	0,035693	0,034061	0,039668	0,037271	0,034603	0,037938	0,032401	0,033441	0,038300	0,033139	0,030656	0,037797	0,037154	0,032183	0,038806	0,031614	0,031065
05:00	0,036304	0,033120	0,033012	0,037646	0,035563	0,033611	0,036798	0,031577	0,032297	0,036474	0,030232	0,029149	0,037407	0,036184	0,030393	0,035684	0,031409	0,028828
06:00	0,035690	0,032837	0,032774	0,036538	0,033016	0,033910	0,035685	0,031328	0,032423	0,035345	0,030777	0,028733	0,037150	0,035122	0,030300	0,035071	0,030602	0,028172
07:00	0,052051	0,049465	0,037748	0,051562	0,050188	0,038511	0,051264	0,046396	0,038048	0,048295	0,039720	0,038384	0,048422	0,046021	0,034880	0,048306	0,045294	0,036095
08:00	0,057257	0,058352	0,042779	0,058675	0,056910	0,044591	0,057990	0,054024	0,043603	0,052548	0,051382	0,044045	0,053518	0,051411	0,039065	0,053166	0,052075	0,042169
09:00	0,081496	0,078008	0,056331	0,084499	0,078378	0,060218	0,077860	0,077884	0,057223	0,073575	0,077622	0,059753	0,072886	0,073023	0,050631	0,079878	0,077380	0,059645
10:00	0,147698	0,141894	0,115107	0,153517	0,146434	0,113439	0,138983	0,134422	0,112577	0,130696	0,123820	0,111064	0,128089	0,131017	0,088648	0,135541	0,137562	0,106892
11:00	0,178201	0,180027	0,135518	0,180374	0,174567	0,135882	0,173430	0,167184	0,130691	0,164589	0,162686	0,139975	0,165523	0,163121	0,112298	0,176618	0,180502	0,140513
12:00	0,185129	0,186845	0,143919	0,185207	0,185907	0,142169	0,177011	0,178294	0,138864	0,169016	0,173404	0,149566	0,170364	0,172369	0,123066	0,180854	0,186719	0,145762
13:00	0,192519	0,190764	0,148418	0,190625	0,188028	0,147075	0,181722	0,185468	0,140764	0,174604	0,180428	0,150013	0,175333	0,177047	0,128114	0,186518	0,192474	0,149368
14:00	0,195347	0,195315	0,154466	0,196651	0,194765	0,154142	0,186254	0,188263	0,148846	0,177843	0,185076	0,154824	0,179595	0,182202	0,136021	0,187450	0,196468	0,149491
15:00	0,198579	0,200993	0,159394	0,197013	0,197309	0,160074	0,187125	0,191077	0,153498	0,180533	0,189031	0,159461	0,180317	0,188279	0,139847	0,184610	0,201099	0,152041
16:00	0,196898	0,202096	0,156302	0,197831	0,198229	0,160247	0,186552	0,192550	0,155972	0,181276	0,190953	0,163563	0,180953	0,190223	0,146091	0,183370	0,201780	0,157529
17:00	0,195077	0,200555	0,156555	0,196498	0,201493	0,160500	0,186926	0,192220	0,156235	0,178134	0,190160	0,162918	0,180120	0,188042	0,145188	0,183112	0,198562	0,158479
18:00	0,193974	0,196988	0,157340	0,195139	0,197636	0,158345	0,186210	0,191562	0,155091	0,178216	0,190628	0,163614	0,181325	0,188514	0,144368	0,183777	0,196330	0,159118
19:00	0,195280	0,197171	0,157787	0,198549	0,197543	0,159448	0,188642	0,193680	0,154136	0,179355	0,188046	0,158774	0,182012	0,188829	0,144246	0,181445	0,193600	0,158479
20:00	0,196359	0,196013	0,156957	0,197539	0,195902	0,160058	0,185372	0,190669	0,153180	0,180079	0,187526	0,158650	0,180643	0,188157	0,144222	0,175443	0,192314	0,157329
21:00	0,193861	0,197024	0,139471	0,195895	0,192418	0,141652	0,185255	0,189428	0,132888	0,177919	0,184481	0,128612	0,178777	0,186617	0,124366	0,173921	0,192619	0,139594
22:00	0,145183	0,146348	0,120774	0,145617	0,141955	0,119477	0,136849	0,137666	0,117974	0,134462	0,132987	0,110691	0,139491	0,135745	0,110784	0,143808	0,149489	0,121187
23:00	0,103504	0,098283	0,090388	0,099535	0,099861	0,092788	0,099259	0,099198	0,086160	0,102317	0,099007	0,088265	0,105752	0,098151	0,086819	0,091000	0,101883	0,086689
24:00	0,076249	0,073087	0,070435	0,074920	0,076072	0,073683	0,077674	0,074297	0,070664	0,080339	0,073924	0,069171	0,080325	0,070962	0,069301	0,072350	0,071628	0,067014

R. - dni robocze

S. - Sobota

N. - niedziele i Święta

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1.** Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- H.2.** Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie OSD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową, lub mailową) lub ustnej (telefonicznie).
- H.3.** Reklamacje powinny być dostarczone na adres:
OSD
ul. 1-go Sierpnia 6 bud. D
02-134 Warszawa
- H.4.** Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- a) dane adresowe podmiotu,
 - b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
 - c) zgłaszane żądanie,
 - d) dokumenty uzasadniające żądanie.
- Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b)-d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSD
- H.5.** OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- a) 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - b) 30 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- H.6.** Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z p. H.5., w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to z zastrzeżeniem pkt H.9, podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,
 - b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
 - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w p. H.3.
- H.7.** OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nie przekraczającym 14 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.
- H.8.** Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.
- H.9.** Jeżeli sprzedawca nie uwzględnił reklamacji prosumenta będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.
- H.10.** 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.

H.11. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

H.12. W przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

- 1) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 2) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, sprzedawca przekazuje OSD w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

OSD po rozpatrzeniu wniosku przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu lub odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku.

H.13. OSD udziela odbiorcom bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej w terminie 30 dni od:

- 1) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w odrębnych przepisach;
- 2) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 3) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 4) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;
- 5) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt 4, dla innych odbiorców niż odbiorca, który złożył wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co odbiorca, który złożył wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

OSD uwzględni udzieloną bonifikatę w rozliczeniach za najbliższy okres rozliczeniowy.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1.** OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej zgodnie z zapisami instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- I.2.** OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
 - 1) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - 2) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - 3) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.3.** OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej OSDp, do której jest przyłączony, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.4.** W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej, minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej oraz współpracując z OSDp.
- I.5.** W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp.
- I.6.** W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD pkt. 4 Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZEŚĆ:

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

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

I. OZNACZENIA SKRÓTÓW:

ARNE – Automatyczna regulacja napięcia elektrowni.

AWSCz – Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych.

EAZ – Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

IRiESD – Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość).

IRiESD-Bilansowanie – Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

IRiESP-Bilansowanie – Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

KSE – Krajowy system elektroenergetyczny.

LRW – Lokalna rezerwa wyłącznikowa.

LSPR – Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy.

MB – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.

MD – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej.

MDD – Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego.

nJWCD – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.

nN – Niskie Napięcie.

OH – Operator Handlowy.

OHT – Operator Handlowo-Techniczny.

ORed – certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP

OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego.

OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

OSDn – Operator Systemu Dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada

bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową.

OSP – Operator Systemu Przesyłowego.

PDE – Punkt Dostarczania Energii.

POB – Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

PPE – Punkt poboru energii.

PROSUMENT – prosument energii odnawialnej

P_{lt} – Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości **P_{st}**, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:

i – rząd harmonicznej,

P_{st} – Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.

RB – Rynek bilansujący.

SCO – Samoczynne częstotliwościowe odciążanie.

SM_{MDD} – Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego.

SN – Średnie napięcie.

SPZ – Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.

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

THD – Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:

i – rząd harmonicznej,

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej.

URB – Uczestnik Rynku Bilansującego.

URD – Uczestnik Rynku Detalicznego.

URDn – Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do

sieci OSDn.

URDo – Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca.

URDw – Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca.

URE – Urząd Regulacji Energetyki.

WDB – warunki dotyczące bilansowania.

WIRE – System wymiany informacji o rynku energii.

II. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów – Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo– rozliczeniowych.

Automatyczny układ elektrowni (ARNE) – Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej regulacji napięcia w węźle wytwórczym.

Awaria sieciowa – Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 całkowitej bieżącej produkcji.

Awaria w systemie – Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 całkowitej bieżącej produkcji.

Bilansowanie systemu – Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.

Dystrybucja energii – Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi elektrycznej w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa – Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.

Energia – Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.

Farma wiatrowa – Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).

Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (pMDD) – Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo–rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili

zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

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

Generacja – Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach zdeterminowana odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.

Generacja wymuszona – Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.

Grafik obciążeń – Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.

Grupy przyłączeniowe – Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

- a) grupa I – przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
- b) grupa II – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupa III – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) 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 przed licznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- d) 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,
- e) 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.

Jednostka grafikowa – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

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

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

Krajowy system elektroenergetyczny – System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia – Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna

łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

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

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

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

Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB) – Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad sieciami”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) – Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.

Miejsce przyłączenia – Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.

Mikroźródło – Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.

Moc dyspozycyjna – Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.

Moc osiągalna – Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:

- a) przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,
- b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,
- c) przez wytwórcę szczytowo– pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego.

Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.

Moc przyłączeniowa – Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna – Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

- a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,
- b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny,
- c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.

Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej – Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe – Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane – Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

Nielegalne pobieranie – Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z energii elektrycznej całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo–rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo–rozliczeniowy.

Niezbilansowanie – W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej.

W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.

Normalny układ pracy – Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, sieci zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.

Normalne warunki pracy – Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych:

- a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,
- b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

Obrót energią elektryczną – Działalność gospodarcza polegająca na handlu elektryczną hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

Obszar OSD – Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym

w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.

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

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

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

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

Odbiorca końcowy – Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.

Odbiorca w ORed - podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.

Odlączenie od sieci – Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.

Ograniczenia elektrowniane – Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.

Ograniczenia sieciowe – Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.

Operator – Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.

Operator handlowy – Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie (OH) Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.

Operator handlowo-techniczny (OHT) – Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.

Operator pomiarów – Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo– rozliczeniowych energii

elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

Operator Systemu Dystrybucyjnego – Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Operator Systemu Przesyłowego – Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci) – Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

Procedura zmiany sprzedawcy – Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

Programy łączeniowe – Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.

Prosument energii odnawialnej - odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);

Przedsiębiorstwo energetyczne – Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.

Przedsiębiorstwo obrotu Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana – Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana – Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przesyłanie-transport energii elektrycznej – Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Przyłącze – Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.

Punkt dostarczania energii – Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.

Punkt Poboru Energii – Punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.

Regulacyjne usługi systemowe – Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.

Rejestrator zakłóceń – Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.

Rejestrator zdarzeń – Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.

Rezerwa mocy – Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.

Ruch próbny – Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Ruch sieciowy – sterowanie pracą sieci

Rynek detaliczny – Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania OSD, gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.

Rynek bilansujący – Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.

Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO – Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości,

spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

Samoczynne ponowne załączenie – SPZ – Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.

Sieci – Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.

Sieć przesyłowa – Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.

Sieć dystrybucyjna – Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.

Służba dyspozytorska lub ruchowa – Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.

Sprzedawca – Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.

Sprzedawca rezerwowy – Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.

Sprzedaż energii elektrycznej – Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.

Sprzedawca Macierzysty – Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.

Sprzedaż rezerwowa – Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

Stan zagrożenia KSE – Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Sterownik polowy – Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.

System elektroenergetyczny – Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.

Średnie napięcie – Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.

Terminal polowy – Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.

Uczestnik Rynku Detalicznego – Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).

Układ pomiarowo– rozliczeniowy – Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo– pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.

Układ pomiarowo– rozliczeniowy podstawowy – Układ pomiarowo– rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.

Układ pomiarowo– rozliczeniowy rezerwowy – Układ pomiarowo– rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo– rozliczeniowego podstawowego.

Układ pomiarowo– rozliczeniowy równoważny – Układ pomiarowo– rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.

Układ pomiarowy pomiarowo– kontrolny – Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo– rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.

Układ zabezpieczeniowy – Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.

Urządzenia – Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.

Usługi systemowe – Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.

Ustawa – Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne (z późniejszymi zmianami).

Użytkownik systemu – Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.

Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS – Stosunek znamionowego prądu

bezpiecznego przyrządu bezpieczeństwa do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym przyrządu – FS 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.

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

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

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

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

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

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

Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej – Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi – Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie Ustawy, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2. Przyczyna aktualizacji:

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

3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

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

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

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

Podpisy osób zatwierdzających aktualizację IRiESD:

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