Przedsiębiorstwo Energetyczne Sp. z o.o.
ul. Węgierska 142A
33-300 Nowy Sącz

INSTRUKCJA
RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Zatwierdzona w dniu ……..

obowiązująca od ……

Spis treści

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 5

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE 5
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 12
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSD 13
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 14

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD 16

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 16
II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 26
II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 27
II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 30
II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 56
II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU 60

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 60

III .1. PRZEPISY OGÓLNE 60
III.2 PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 62
III.3 PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI 62
III.4 UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 63
III.5 DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 63
III.6 REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 65
III.7 WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 65
III.8 OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 66
III.9 OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 66
III.10 PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 66
III.11 WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 67

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 68

IV.1 BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE. 68
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 69
IV.3 WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ. 69

V. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 75

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD 76

VI.1 OBOWIĄZKI OSD 76
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD 77
VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 78
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 78
VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 78
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 79
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 79
VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 79
VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD 80
VI.10. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA 81

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD 82

VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 82

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 82
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 84
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ. 86
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU. 90

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 92

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 93

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO – PRAWNE 93
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY 94
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO 95
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 98
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 99
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM 100
A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI 100
A.8. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI 104
A.9 ZASADY WYMIANY INFORMACJI 108
A.10 ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ 108

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 118

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 121

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH 125

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO 131

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 131

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 133

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE 134

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 139

J.. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI 140

J.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW 140
J.2. POJĘCIA I DEFINICJE 143

OSD Operator Systemu Dystrybucyjnego

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych jak i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.	Str. 148
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD	Str. 148
Załącznik nr 3	Zawartość formularza powiadomienia OSD. przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej .	Str. 155
Załącznik nr 4	Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych	Str. 156
Załącznik nr 5	Karta aktualizacji	Str. 157

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Przedsiębiorstwo Energetyczne Sp. z o.o. (zwana dalej OSD lub PE Sp. z o.o.) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. OSD jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator sytemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSD"), zgodnie z niniejszą IRiESD, we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającym połączenia z sieciami przesyłowymi – którym dla obszaru działania OSD jest Tauron Dystrybucja Sp. z o.o. (zwany dalej OSDp).

I.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.),
3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2019 r., poz. 1186 z późn. zmianami),
4) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2019 r., poz. 1040 z późn. zmianami),
5) decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 26 lipca 2012 roku znak DRE-4711- 171(11)/2012/2820/KL wyznaczającej PE Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
6) decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 19 kwietnia 2001 roku znak PEE/233/2820/W/1/2/2001/AS z późniejszymi zmianami udzielającej PE Sp z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
7) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
8) Taryfy OSD,
9) zawarte w:

a) rozporządzeniu 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
b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG,
c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,
d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,
e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r.) - SO GL,
f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r.) - NC ER;

zwanymi dalej „Kodeksami sieci".

10) ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, z późn. zm.).

I.1.4. 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.

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSD przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej OSDn, w szczególności dotyczące:

1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,

2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektro-energetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,

5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,

6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,

7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,

8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,

9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

1) Operatora systemu dystrybucyjnego – OSD,

2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

4) przedsiębiorstwa obrotu,

5) sprzedawców

6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSD,

7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
3) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego,
2) eksploatację, konserwację i modernizacje sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
6) bilansowanie systemu polegające na równoważeniu bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o

warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,

10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,

d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,

f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (o ile w systemie wystąpią odbiorcy końcowi w gospodarstwie domowym, nie korzystający z prawa wyboru sprzedawcy),
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;

11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,

13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych,

14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

I.1.9. OSD realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową – OSDp – TAURON Dystrybucja S.A.

I.1.10. OSD ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.

I.1.11. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD,

2) rozwiązanie z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.1.12. OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.13. IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez odpowiednie organy OSD. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.1.14. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzone procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.15. W zależności od potrzeb, OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawa. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest

poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.16. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

a) przyczynę aktualizacji IRiESD,

b) zakres aktualizacji IRiESD,

c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

I.1.17. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,

b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

I.1.18. Okres przewidziany na konsultacje nie powinien być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.19. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,

b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,

c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,

d) zatwierdza wewnętrznie ustaloną nową IRiESD lub jej aktualizację.

I.1.20. IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSD publikuje na swojej stronie internetowej. Archiwalne Karty aktualizacji dokumenty dotyczące procesu konsultacji - dostępne są w siedzibie OSD.

Zatwierdzoną przez wewnętrzne organy OSD IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.21. 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 niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.22. Odpowiedzialność OSD oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach GUD lub GUD-K.

I.1.23. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM stąd:

1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, OSD niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,

2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.

I.2.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.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 Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSD

I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,

b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. OSD świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,

b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV i V, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców innych niż wytwarzających energię w mikroinstalacji,

c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,

d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,

e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,

f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,

g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej (dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach korzystanie ze standardowych profili OSDp jeżeli OSD nie ma możliwości, przy dochowaniu należytej staranności z uwagi na brak odpowiedniej ilości danych porównawczych, samodzielnie opracować standardowych profili),

h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy przyłączeniowej, po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.

I.3.4. OSD ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji. W zakresie nieuregulowanym w IRiESD stosuje się postanowienia IRiESD OSDp.

I.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.

I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.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 systemy dystrybucyjnego.

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.8 niniejszej instrukcji.

I.4.3 OSD podejmuje działania mające na celu zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

I.4.4 OSD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności 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) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,

c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,

d) 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,

e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy OSD,

g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,

h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,

i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

OSD rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą na zasadach i w terminach określonych w rozdziale A.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.20.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
2) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD;
3) 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 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
4) weryfikacji wniosku o określenie warunków przyłączenia w terminie do 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia w wyznaczonym terminie. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 – II.1.6. niniejszej instrukcji;
6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę;
7) OSD potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h ustawy Prawo energetyczne, 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 8h) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne OSD przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia;

8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;

9) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;

10) zawarcie umowy o przyłączenie;

11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;

12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;

13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa i udostępnia OSD. Wzory wniosków OSD udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSD.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:

a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,

b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,

c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):

— wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo

— decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. z 2018 r. poz. 1537, z późn. zm.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej,

— dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu lub decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,

e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem

f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

g) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze 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:

— 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,

— przystosowania układu pomiarowo rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych

— 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 przyłączanych sieci lub instalacji,

n) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,

o) możliwość dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,

p) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,

q) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączonych określa OSD w warunkach przyłączenia.

II.1.10. 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

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, OSD występuje do tego OSD z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD lub czy OSD planuje realizację tych inwestycji. OSD oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.

II.1.14. OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.

II.1.15. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem przyłączone do sieci OSD, przed określeniem warunków przyłączenia uzgadnia je z OSD, do którego sieci jest przyłączone.

Jeżeli warunki przyłączenia, określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD za pośrednictwem OSDp.

II.1.16. W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15 jest realizowane do przekazaniu projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

1) kopią wniosku podmiotu do OSD o określenie warunków przyłączenia,
2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE – o ile była wymagana,

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

II.1.18. W przypadku gdy OSD odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.19. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSD powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD wydaje warunki przyłączenia;
2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.20. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD.

OSD publikuje na swojej stronie internetowej lub udostępnia w swojej siedzibie wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.1.21. Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie II.1.20., zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;
2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art.. 7a Ustawy,
3) rodzaj mikroinstalacji,
4) moc zainstalowaną elektryczną,

5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
6) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację,
7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
8) oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszą IRiESD,

OSD potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

II.1.22. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.23. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:

1) strony zawierające umowę,
2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
3) termin realizacji przyłączenia,
4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
8) harmonogram przyłączenia,
9) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
12) moc przyłączeniową,

13) w uzasadnionych przypadkach, ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,

14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.24. Wytwórca energii elektrycznej w mikroinstalacji będący:

1) prosumentem,
2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawa Prawo przedsiębiorców" (Dz.U. z 2019r., poz. 1292, ze zm.), nie będący 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 OSD.

II.1.25. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.24 informuje OSD o:

1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;

2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.

II.1.26. Zapisów pkt II.1.25 i II.1.26 nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, nie będących prosumentami.

II.1.27. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą, w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD, pisemnie informuje OSD o planowanym terminie ejj przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.28. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.27, jest zobowiązany do informowania OSD o:

1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od zmiany,
2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej,

terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

II.1.29. OSD w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania i wprowadzania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.30. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.29, reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do tej Ustawy.

II.1.31. W sprawach nieuregulowanych w niniejszym rozdziale stosuje się bezpośrednio przepisy prawa. Dopuszcza się również odpowiednie stosowanie IRiESD OSDp.

II.1.32. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2 i II.4 oraz załączniki do niniejszej IRiESD.

II.1.33. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję o której mowa w pkt. VI.2.2 podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.34. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.35. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSD dane określone w rozdziale II.5.

II.1.36. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSD.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

II.2.1 Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego o ile jest to wymagane zapisami IRiESP..

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

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

II.2.3 Warunki połączenia określają w szczególności:

1) moc przyłączeniową,
2) miejsca połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,
4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,

5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączania w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4 Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD.

Związane to jest ze zmianą:

1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
2) poziomu mocy i prądów zwarciowych,
3) pewności dostaw energii elektrycznej,
4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.2.5 Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6 Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.3.1 Zasady odłączania.

II.3.1.1 Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2 OSD może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku:

a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.3.1.3 Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:

a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,

b) przyczynę odłączenia,

c) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4 OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.8.

II.3.1.5 OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.3.1.6 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.

II.3.1.7 W uzasadnionych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza 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.

II.3.1.8 Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.3.2 Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.1 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, jeżeli:

a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie,
b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2 OSD na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.3 OSD wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.4 OSD jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1, II.3.2.2 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.

OSD wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu.

II.3.2.5 Przepisów pkt. II.3.2.1c) i pkt. II.3.2.2 nie stosuje się do obiektów służących

obronności państwa.

Ponadto realizacja przez OSD postanowień o których mowa w pkt. II.3.2.1a) lub II.3.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSD informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe

lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - OSD może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić

na wniosek sprzedawcy, OSD zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.3.2.6 W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.2, OSD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSD wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSD podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.3.2.7 OSD powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.8 Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.2, w tym z przyczyn niezależnych od OSD, OSD w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.9 Wymiana informacji o których mowa w pkt. II.3.2., między OSD i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych, lub za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej.

II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1 Przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych lub przyłączanych (ubiegających się o przyłączenie) do sieci dystrybucyjnych OSD, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,

4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.

II.4.1.2 Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.4.1.3 Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.4.1.4 Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.

II.4.1.5 Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

II.4.1.6 Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSD opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.4.2.1 Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.2.2 OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1 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 Załączniku Nr 1 do IRiESD.

II.4.3.2 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

a) układów wzbudzenia,

b) układów regulacji napięcia,

c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (układ 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.

II.4.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

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

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

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

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

II.4.4.5 Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.

II.4.4.6 W uzasadnionych przypadkach OSD może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.

II.4.4.7 OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.

II.4.4.8 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.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne

II.4.5.1.1 Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach nowobudowanych i modernizowanych.

Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD czynne urządzenia i układy EAZ nie spełniają wymagań, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania te muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmował będzie również urządzenia i układy EAZ nie spełniające tych wymagań.

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, wówczas podmiot będący właścicielem tych urządzeń i układów EAZ, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji, przekazuje do OSD opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.5.1.2 Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD

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

II.4.5.1.3 Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.4.5.1.4 Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy, oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.4.5.1.5 OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.5.1.6 OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.4.5.1.7 EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.5.1.8 Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączania zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

II.4.5.1.9 Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

II.4.5.1.10 Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi

(cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

II.4.5.1.11 Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach.

II.4.5.1.12 Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.

II.4.5.1.13 Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.

II.4.5.1.14 Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.4.5.1.15 W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnicy lub innych zabezpieczanych elementów.

II.4.5.1.16 Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej OSD zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.

II.4.5.1.17 Stosuje się następujące sygnalizacje:

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

II.4.5.1.18 Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych,

II.4.5.2. Wymagania dla sieci transformatorów

II.4.5.2.1 Transformatory SN/SN i nN/SN 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 zwarciowe, 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-przepływowe przełącznika zaczepów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.4.5.3. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.3.1 Wymagania ogólne

II.4.5.3.1.1 Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. 4.5.3.2.1 oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.3.1.2 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.

II.4.5.3.1.3 Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.4.5.3.1.4 Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć 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 AWSCz,
5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.3.1.5 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.

II.4.5.3.1.6 W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.3.1.7 Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.3.2 Wymagania dla linii SN

II.4.5.3.2.1 Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

1) od skutków zwarć 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 wyłączania 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,

5) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,

6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję – jeśli OSD tego wymaga.

II.4.5.3.2.2 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 wyłączania 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.

II.4.5.3.2.3 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 powinno 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 wyłączania 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.

II.4.5.3.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.3.3.1 Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.3.3.2 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.

II.4.5.3.3.3 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.

II.4.5.3.3.4 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 przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

1) dla transformatorów dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
2) dla transformatorów trójuzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.
3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).

II.4.5.3.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.3.4.1 Pola baterii kondensatorów 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.

II.4.5.3.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.3.5.1 Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe 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.

II.4.5.3.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.3.6.1 Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.3.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.3.7.1 Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie 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.

II.4.5.3.7.2 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 szczątkowego (zalecane),
2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.4. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.4.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne, np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.4.3. 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,
4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.

II.4.5.4.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.4.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone.

II.4.5.4.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN

II.4.5.4.6.1 Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.5.4.6.2 Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.5.4.6.3 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.

II.4.5.4.6.4 Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,
2) nad- i podnapięciowe,
3) nad- i podczęstotliwościowe,
4) ziemnozwarciowe,
5) od pracy wyspowej.

II.4.5.4.6.5 Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.4.5.4.6.6 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.

II.4.5.4.6.7 Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.4.6.8 Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.4.1. do II.4.5.4.3. oraz od II.4.5.4.6.1. do II.4.5.4.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.5 Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II. 4.5.5.1 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.

II.4.5.5.2 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploatowania 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.

II.4.5.5.3 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.

II.4.5.5.4 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.

II.4.5.5.5 Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.4.6.1 Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5 i II.4.1.6.

II.4.6.2 Ogólne wymagania stawiane dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,

c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,

d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,

e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,

f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,

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

II.4.6.4 Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.5 Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1 Wymagania ogólne

II.4.7.1.1 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.
Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których OSD może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.4.7.1.2 Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami, 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.

Okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej.

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 protokółów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.4.7.1.3 Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4 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 (z wyjątkiem nowoprzyłączanych) oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSD ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

II.4.7.1.5 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.7.1.6 OSD ustala protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESD, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego lub OSDp i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.7.1.7 OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.8 Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 7 kategorii:

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 nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),

e) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektryczne mniejszym niż 200 MWh,

f) kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej 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 grup 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 pkt. II.4.7.1.1. a) i b).

II.4.7.1.9 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 mierzony 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.

II.4.7.1.10 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

II.4.7.1.11 Dla układów pomiarowych energii elektrycznej wymagane jest dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.12 Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD, w warunkach przyłączenia.

II.4.7.1.13 Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,

b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,

c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się miedzy 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.7.1.14 Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.4.7.1.15 Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤5. W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS>5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.4.7.1.16 Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.4.7.1.17 Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.4.7.1.18 W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.4.7.1.19 Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, lub OSD.

II.4.7.1.20 W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

II.4.7.1.21 W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.

II.4.7.1.22 OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni kalendarzowych 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 demontażu.

II.4.7.1.23 Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.

II.4.7.1.24 OSD przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25 Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.

II.4.7.1.26 W ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.4.7.1.27 Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.3.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.4.7.1.28 W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

II.4.7.1.29 W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23.i II.4.7.1.27., 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.

II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

II.4.7.1.31 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.

II.4.7.1.32 Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSD ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowym własny licznik energii elektrycznej.

II.4.7.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

II.4.7.2.1 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 pomiaroworozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,

c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorsza niż 0,5,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

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 kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,

h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR OSD nie częściej niż 4 razy na dobę,

i) 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). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,

j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.2.2 Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,

b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,

c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.2.3 Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych 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.

II.4.7.2.4 Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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 kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo – rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych 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.

II.4.7.2.5 Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,

c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo – rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych 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.

II.4.7.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.7.3.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;

b) OSD w uzasadnionych przypadkach m.in. zbierania danych pomiarowych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, może zadecydować o konieczności:
   - realizowania przez układ pomiarowo-rozliczeniowy 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,
   - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.7.3.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

a) 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 elektrycznej,

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 kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1 OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP i IRiESD OSDp.

II.4.8.2 Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego, a w przypadkach określonych przez OSD również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych

II.4.8.3 W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1 Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone 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.

II.5.1.2 Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSDp w sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSDp – zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie OSDp.

II.5.1.3 Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSDp, są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSDp, w terminie wynikającym z instrukcji OSDp na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym podmiot przekazujący dane do OSDp dokonuje przeglądu przekazanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSDp zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1 Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,

b) dane jednostek wytwórczych,

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

d) moc osiągalną,

e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.

II.5.2.2 Wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,

b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,

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

II.5.2.3 Dane o węzłach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła,

b) rodzaj i schemat stacji,

c) rodzaj pól i ich wyposażenie,

d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,

e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,

f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,

g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,

h) układ normalny pracy.

II.5.2.4 Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,

b) nazwę węzła końcowego,

c) rezystancję linii,

d) reaktancję dla składowej zgodnej,

e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,

f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,

g) 1/2 konduktancji poprzecznej,

h) długość linii, typ i przekrój przewodów,

i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,

j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,

k) seria słupów.

II.5.2.5 Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,

c) model zwarciowy.

II.5.2.6 Dane o jednostkach wytwórczych, w zależności od potrzeb OSD, obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,

b) sprawność przemiany energetycznej,

c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,

d) produkcję energii elektrycznej,

e) wskaźniki odstawień awaryjnych

f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem

g) emisje zanieczyszczeń SO_2, NO_x, pyły i CO_2,

h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),

i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,

j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,

k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,

l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy

m) znamionowa moc pozorną jednostki wytwórczej,

n) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

o) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

p) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,

r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,

s) moc czynną potrzeb własnych,

t) współczynnik mocy potrzeb własnych,

u) maksymalną generowaną moc czynną,

v) minimalną generowaną moc czynną,

w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,

x) statyzm turbiny,

y) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,

z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza – transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka.

II.5.2.7 Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.5.3 Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD

II.5.3.1 Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.5.3.2 Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,

b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,

c) przewidywaną elastyczność pracy,

d) liczbę dni remontów,

e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,

f) sprawność wytwarzania energii elektrycznej,

g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwość pozyskania,

h) skuteczność instalacji oczyszczania spalin,

i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,

j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.5.3.3 Wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.5.3.2 Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD

II.5.4 Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.5.4.1 Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSDp w sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSDp – zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie OSDp.

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU

II.6.1 OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

II.6.2 Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.3 OSD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, 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.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III .1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1 Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

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

a) niezawodności współdziałania z siecią,

b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,

c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

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

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,

b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,

d) dokonywaniem uzgodnień z OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,

e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.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.

III.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.

III.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.

III.1.6 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploatowania 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 należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

III.1.7 Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD określa OSD w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin,

przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSDn.” Stanowiącym Załącznik Nr 2 do IRiESD.

III.1.8 Obowiązujące Wytyczne, o których mowa w pkt. III.1.7 OSD udostępnia w swojej siedzibie. Dopuszcza się w razie nie wydania własnych wytycznych – na korzystanie z wytycznych opracowanych przez OSDp.

III.2 PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

III.2.1 Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji – 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.

III.2.2 Jednostki wytwórcze oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN, po dokonaniu modernizacji lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji 62n. ruchowi próbnemu.

III.2.3 Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.4 Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSD w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3 PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

III.3.1 Przekazanie urządzeń do modernizacji lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.3.2 Datę i sposób przekazania urządzeń do modernizacji lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSD.

III.4 UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

III.4.1 Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSD są prowadzone w uzgodnieniu z OSD.

III.4.2 W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.

III.4.3 OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5 DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

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

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

III.5.2 Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

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

III.5.3 Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- dokumentację projektową i powykonawczą,
- protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
- dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

— dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

III.5.4 Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

— dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

— instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

— dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i modernizacji, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

— protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

— wykaz niezbędnych części zamiennych,

— dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

— dziennik operacyjny,

— schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

— wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

— karty przełączeń,

— ewidencję założonych uziemień,

— programy łączeniowe,

— wykaz personelu ruchowego.

III.5.5 Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

— ogólną charakterystykę urządzenia,

— niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

— wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

— określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,

— zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,

— wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

— zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,

- wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- informacje o środkach łączności,
- wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6 REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

III.6.1 OSD w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2 W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7 WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.7.1 Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

III.7.2 Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

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

III.7.3 Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

III.7.4 Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5 Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji sieci w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga OSD.

III.7.6 OSD sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8 OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1 OSD oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi przepisami i normami prawnymi.

III.8.2 OSD stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.8.3 Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane przepisami prawa.

III.9 OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawa.

OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10 PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1 OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących w szczególności:

— oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

— remonty.

III.10.2 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.

III.10.3 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4 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 pkt.VI.6.

III.10.5 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci.

III.11 WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1 OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

III.11.2 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.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.1.1 Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. 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, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

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

a) awaria w systemie,

b) awaria sieciowa.

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

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 niepokojów społecznych,

e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IV.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.

IV.1.4 OSP może stosować, zgodnie z TCM, procedury awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,

b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

IV.1.5 W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego.

Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSD. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IV.1.6 OSDp wraz z 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.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IV.2.1 OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD

IV.2.2 OSD dotrzymuje parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

IV.3 WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.

IV.3.1 Postanowienia ogólne.

IV.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 Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IV.3.1.2 W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSD podejmuje 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, na polecenie OSP, za pośrednictwem OSDp 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.

IV.3.1.3 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

a) tryb normalny, określony w pkt. IV.3.2,

b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. IV.3.3,

c) tryb awaryjny, określony w pkt. IV.3.4,

d) tryb automatyczny, określony w pkt. IV.3.5,

e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt. IV.3.6.

IV.3.2 Tryb normalny

IV.3.2.1 Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczpospolitej 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.

IV.3.2.2 Wniosek, o którym mowa w pkt. IV.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3 OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.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.

IV.3.2.4 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.

IV.3.2.5 Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IV.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.

IV.3.2.6 Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IV.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.

IV.3.2.7 Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:

a) przygotowanie przez OSD, w terminie do 31 maja, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSD,

b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez OSD z OSDp,

c) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub poprzez ogłoszenia zamieszczane w formie elektronicznej na stronie internetowej OSD lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSD, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do OSD przez OSDp uzgodnionego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń.

IV.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.

IV.3.2.10 W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów Operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSDp powiadamia o tym OSD, następnie OSD powiadamia odbiorców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej i 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

IV.3.2.11 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IV.3.2.12 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

a) polecone stopnie zasilania,

b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3 Tryb normalny na polecenie OSP.

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

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

IV.3.3.3 W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IV.3.2.10. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4 Tryb awaryjny.

IV.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.

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

IV.3.4.3 Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

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

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

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

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IV.3.2.8.c).ii)

IV.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.

IV.3.4.5 OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.6 Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od Al 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.

IV.3.4.7 Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSD lub,

b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

IV.3.4.8 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5 Tryb automatyczny.

IV.3.5.1 OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w IRiESP), 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. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

IV.3.5.2 OSD realizuje wymagania pkt. IV.3.5.1 do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.

IV.3.5.3 OSD w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do OSD informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSD przekazuje do OSP za pośrednictwem OSDp informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

IV.3.5.4 OSD w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.

IV.3.5.5 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.6 Tryb ograniczenia poziomu napięć.

IV.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. Szczegóły określa IRiESP.

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

V.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:

a) operatorem systemu przesyłowego,

b) operatorami systemów dystrybucyjnych,

c) operatorami handlowo-technicznymi,

d) operatorami handlowymi,

e) operatorami pomiarów,

oraz sprzedawcami, odbiorcami i wytwórcami.

V.2 Zasady i zakres współpracy OSD z operatorem systemu przesyłowego są określone w IRiESD OSDp oraz IRiESP.

V.3. OSD, z uwagi na faktu, iż jego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (ma status OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego - OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz IRiESD OSDp oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSD i OSDp.

V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.

V.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

V.8. OSD umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,

c) aktualnej listy sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSD zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

d) aktualnej listy sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi OSD zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji,

e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,

f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,

g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

VI.1 OBOWIĄZKI OSD

VI.1.1 W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego na obszarze kierowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej, OSD:

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,

b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD oraz JWCK,, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania,

c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej OSD oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,

d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt. VI.2,

e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania oraz umowy kompleksowe,

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, w trybie awaryjnym,

h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

VI.1.3. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp..

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD

VI.2.1. OSD realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie.

VI.2.2. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1 OSD sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK oraz utrzymywania wielkości mocy tych źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.

VI.3.2 OSD uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

VI.3.3 OSD przesyła do wytwórców uzgodnione harmonogramy remontów w terminach:

a) plan roczny – do 5 grudnia każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,

b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

VI.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp.

VI.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy. Zakres i zasady sporządzania i aktualizacji programu pracy sieci określony jest w przepisach wykonawczych do Ustawy – prawo energetyczne.

VI.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,

b) wymagane poziomy napięcia,

c) wartości mocy zwarciowych,

d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,

e) dopuszczalne obciążenia,

f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,

g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,

h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,

i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,

j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,

k) harmonogram pracy transformatorów,

l) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. OSD opracowuje plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadkach konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.8.1 Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.

VI.8.2 Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.

VI.8.3 Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, OSD określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt. VI.8.1:

a) czas synchronizacji,

b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,

c) planowane obciążenie mocą czynną,

d) czas odstawienia.

VI.8.4 OSDp i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt. VI.8.1, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.

VI.8.5 OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

VI.8.6 Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

VI.8.7 Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

VI.8.8 OSD może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci OSD w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, OSD w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci OSD jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD

VI.9.1. OSD, za pośrednictwem OSDp, otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.

VI.9.2 Odbiorcy wskazani przez OSD, sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt II.5.

VI.9.3 Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują, w formie ustalonej przez OSD, następujące informacje:

a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić

do sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 18 dnia miesiąca poprzedniego,

c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. Planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób.

d) wartość sumaryczną wytworzonej mocy (wykonanie) przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

VI.9.4 Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do OSD:

a) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,

b) planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] w rozbiciu na godziny jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej do 18 dnia miesiąca poprzedniego,

c) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,

d) ilość energii przesłana do innego operatora dla każdej godziny doby.

VI.10. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA

VI.10.1 Podmioty przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub OSDp w sytuacji , gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSDp – zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie OSDp.

VI.10.2 Podmioty nie podlegające pod punkt VI.10.1. mają obowiązek przekazania danych zgodnie z punktem VI.3.

VI.10.3 OSD, dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP, dane planistyczne uzyskane zgodnie z pkt. VI.10.1, przy czym dla danych dotyczących

jednostek wytwórczych typu C i B dane dotyczące dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych lub ich agregatów są przekazywane przez jednostki wytwórcze do OSD jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.

VI.10.4 Jednostki wytwórcze typu C i B przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD oraz jednostki przyłączone do sieci OSDn, za pośrednictwem OSDn przekazują OSD dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:

a) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto;

b) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

VII.1 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) zwarciowe w danym punkcie sieci.

VII.2 Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa OSD.

VII.3 Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD

VII.4 Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSD powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych – obowiązujących w OSD lub w OSDp, o ile OSD ich nie określił.

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

a) napięcia znamionowe,

b) częstotliwość znamionowa.

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez OSP.

VIII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyleń 10% napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. W sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VIII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

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

   a) 50 Hz +/-1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

   b) 50 Hz +4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,

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

3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

   a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

   b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

4) 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 parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tg nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1 Ustalone są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1. Planowane, wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej. Czas trwania przerw planowanych 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.

VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:

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

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.2.4., jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.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.

VIII.2.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

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

VIII.2.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

1) 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,

2) 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
3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ.

VIII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.

VIII.3.1.1 Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤ 75 A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:
wartość Pst nie powinna być większa niż 1,
wartość Plt nie powinna być większa niż 0,65,
wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,
względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:
– Δ U 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.

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

VIII.3.1.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych 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 osobisty i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.1.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤16 A zakwalifikowane do:

a) Klasy A podano w Tablicy 1,

b) Klasy B podano w Tablicy 2,

c) Klasy C podano w Tablicy 3,

d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorców klasy A

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej, n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, A**
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,495
11	0,315
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0{,}225\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0{,}345\frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C

Rząd harmonicznej, n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego**
2	2
3	30λ
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$	3

(tylko harmoniczne nieparzyste)	
λ-współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorców klasy D

Rząd harmonicznej n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat 89a/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)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.1.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz Klasy D podano w Tablicy 5.

Tablica 5.

Rząd harmonicznej, n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego**
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6
23	0,9

25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.

VIII.4.1. OSD obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2. Ustalone są 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 kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych 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 Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSDn,
10) udzielenie bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

VIII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz zasadach określonych w niniejszej IRiESD.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO – PRAWNE

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części 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 – zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.),
c) decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 26 lipca 2012 roku znak DRE-4711- 171(11)/2012/2820/KL wyznaczającej PE Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
d) decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 19 kwietnia 2001 roku znak PEE/233/2820/W/1/2/2001/AS z późniejszymi zmianami udzielającej PE Sp z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
f) określone w opracowanej przez Operatora systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator sytemu dystrybucyjnego typu OSDp) – TAURON Dystrybucja S.A. – do którego przyłączona jest sieć dystrybucyjna OSD- Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD OSDp),
g) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej WDB), zatwierdzonych przez Prezesa URE,
h) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego 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 i zgodnie z postanowieniami WDB pełni rolę Operatora typu OSDn.

A.1.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn", realizuje

określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSD a OSDp oraz zapisów IRiESD Bilansowanie OSDp.

A.1.4. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z OSD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

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), umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej OSD, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,

b) zasady kodyfikacji podmiotów,

c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,

d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,

e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,

f) procedurę zmiany sprzedawcy,

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 odbiorców,

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 OSDp i OSD, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotom, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

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

a) OSDp
b) OSD,
c) „sąsiednich OSDn" przyłączonych do sieci OSD lub przyłączonych do sieci OSD poprzez sieci należące do innych podmiotów – odbiorców lub przedsiębiorstw energetycznych,
d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD,
e) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z OSD,
f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD,
g) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze OSDp i OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego.
h) Operatorów Handlowych (OH) i Operatorów Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do f) 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 Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.

A.3.2. OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

a) Umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy

Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,

b) Umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. 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.3.4. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_W) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

A.3.5. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz w IRiESD OSDp.

A.3.6. OSD zamieszcza na swojej internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których opublikowane zostały oferty sprzedaży rezerwowej.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują OSD, na zasadach określonych w odrębnych umowach, aktualną informację o adresie strony internetowej, na której opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

A.3.7. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej lub udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,
b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,
c) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.

A.3.8. Warunki i zakres współpracy OSDp z OSD w zakresie bilansowania, określa umowa zawarta pomiędzy OSD a OSDn.

A.3.10. 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.3.10. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. 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.3.10. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSD o:

a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,

b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,

c) 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. W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit a) powyżej, wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt D.1.7.

A.3.12. OSD, po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP za pośrednictwem OSDp, o konieczności zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przepadkach:

a) utrata POB przez sprzedawcę,

b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą – GUD i GUD-K

A.3.13. OSD po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów dystrybucji zawartych przez OSD z tymi podmiotami,

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą - GUD i GUD-K,

c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy o świadczenie usług dystrybucji z POB, o której mowa w pkt A.4.3.6.

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

A.4.1. OSD zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i w odpowiednich umowach zawartych z OSD.

A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy 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 przepisami 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 pkt. A.4.3.3, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, po:

a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,

b) zawarciu przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD,

c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji z OSD,

d) wskazaniu przez URD typu wytwórca (URDW) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub z OSDp.

e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z OSD.

A.4.3.2. OSD realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań określonych w GUD-K.

A.4.3.3. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, powinna spełniać wymagania określone w Ustawie – Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSD,

b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSD (o ile jest wymagana) umożliwiającą sprzedaż rezerwową,
c) określenie, że POB dla URDo jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży,
d) określenie POB i zasad jego zmiany – dotyczy URDw,
e) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórca (URDw).

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.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne.

A.4.3.5. W sprawach nieuregulowanych postanowieniami IRiESD OSD stosuje się odpowiednio postanowienia IRiESD OSDp, w tym w szczególności do czasu dokonania stosownej aktualizacji.

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 sieci dystrybucyjnej OSD, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie OSDp i postanowieniach umów dystrybucyjnych.

A.5.2. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych określone są szczegółowo w IRiESD – Bilansowanie OSDp – Tauron Dystrybucja S.A.. W przypadku dokonywania zmian w zakresie konfiguracji podmiotowej i obiektowej przez OSDp – dopuszcza się w przejściowym okresie stosowanie dotychczasowych zasad przez OSD o czym informację umieszcza się na stronie internetowej OSD lub przekazuje bezpośrednio odbiorcom i sprzedawcom..

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD 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. Szczegółowe zasady współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym oraz zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej określa IRiESD OSDp.

A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z listy sprzedawców, o której mowa w pkt A.3.9 lit b), innego niż sprzedawca,

2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej – nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt A.3.9 lit b) 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:

a) oświadczenie tego URD, że został poinformowany, o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
b) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia

od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2.1 sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem, o którym mowa w ppkt 2 powyżej, udzielonym przez tego URD dla OSD spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie OSD, jest zobowiązany do przekazania OSD oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla OSD do zawarcia – w imieniu i na rzecz URD – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.7.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.7.3 zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
   a) sprzedaży energii elektrycznej,
   b) świadczenia usług dystrybucji
2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej 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 rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty. Oświadczenie powinno być złożone w terminie:

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

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty, określa GUD-K.

A.7.3. OSD nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej 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 – Prawo energetyczne (w tym także wówczas, gdy w okresie wstrzymania dojdzie do

zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt D.2.7 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.7.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę GUD-K, która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym OSD ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.
Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy GUD-K.

A.7.5. Rezerwowa umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonania umowy kompleksowej 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 następującego po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy termin rozwiązania

- a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania umowy.

A.7.6. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej, 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.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo

rezerwowej umowy kompleksowej 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 – Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia OSD 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.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.7.7. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo
2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.6. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.7.8. Po zawarciu rezerwowej umowy kompleksowej 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.7.9. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.6, zgodnie z pkt D.2.7.

A.7.10. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1

A.7.11. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o którym mowa w art. 6a ust 3 i art. 6b ustawy – Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.12. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa 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.7.13. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.6 albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.2, z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.8. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ 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 listy sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.9 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.3.9 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:

i. oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
ii. 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 zobowiązany 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,
   b) świadczenia usług dystrybucji
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. Oświadczenie powinno być złożone w terminie:

i. 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;

ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej, a w sytuacji, gdy OSD dowie się o zaistnieniu przypadku, o którym mowa w ppkt 2) nie wcześniej niż na 5 dni przed zaistnieniem przesłanki do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, oświadczenie o przyjęciu oferty powinno być złożone w terminie nie później niż 3 dni robocze od uzyskania przez OSD informacji o zaistnieniu takiego przypadku.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.6.

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 – Prawo energetyczne (w tym także wówczas, gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt D.2.7),
2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.7, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym OSD ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.
Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.8.5. Umowa sprzedaży rezerwowej jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonania umowy kompleksowej 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 następującego po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy termin rozwiązania

- a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania 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.

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 – Prawo energetyczne.

W przypadku zawarcia umowy kompleksowej stosuje się pkt B.8.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia OSD 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.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

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 zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, 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 zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

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 zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej, zgodnie z pkt D.2.7.

A.8.10. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1
OSD udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowemu albo 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 którym mowa w art. 6a ust 3 i art. 6b ustawy – Prawo energetyczne, 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. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.8.6 albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt A.8.2, z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.9 ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji między OSD i sprzedawcami odbywa się na zasadach określonych w GUD.

A.10 ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.10.1 Certyfikacja ORed

A.10.1.1 ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz 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.10.1.2 Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.1.3 ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:

1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
   a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
   b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDp (Tauron Dystrybucja S.A.) w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDp (Tauron Dystrybucja S.A.) oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE.

A.10.1.4 W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdyby do sieci OSD będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla OSD (ORed odbiorcy będącego OSDn) jest pomniejszana o sumę

ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci OSD .

A.10.1.5 Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) OSDp (Tauron Dystrybucja S.A.) we współpracy z OSD - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) i OSD;
OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

2) OSD we współpracy z OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD;
Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, wystawia OSD i przekazuje do upoważnionego przez OSD OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.), celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSD przekazuje do OSDp (Tauron Dystrybucja S.A.) również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSD i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

   OSD odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.8.1.3. OSD wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSD otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

A.10.1.6 Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;

2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.1.7 Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.8.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.
OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

1) W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym – dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:
   a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.8.1.6 ppkt 1), lub
   b) odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),
      - dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

A.10.1.7.1 Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. A.8.1.3.

A.10.1.7.2 Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.8.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest

wydawany i odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.1.7.3 Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.8.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.7.4 Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.8.1.6. pkt 1).

A.10.1.8 Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.8.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.1.8.1 Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.);
2) OSD – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSD.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.

A.10.1.8.2 Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) 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.8.1.3.;
5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;

6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) i OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
   c) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
   d) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (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 zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
   h) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
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 do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wniosek 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. Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.10.1.8.3 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 kryteriów, o których mowa w pkt. A.8.1.3.

A.10.1.8.4 Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.8.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.8.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.8.5 Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.8.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6 W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSD, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku OSD dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.8.1.8.3.i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.8.1.5 ppkt. 2) do upoważnionego OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.). OSD przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSD) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.8.1.5 ppkt. 2).

A.10.1.8.7 Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSD, OSD przekazuje ten certyfikat do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.1.9 Certyfikat dla ORed zawiera:

1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.8.1.5. ppkt. 2) zdanie drugie;
2) Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.);

3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.8.1.13. zdanie trzecie;
4) Wykaz kodów PPE (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) i OSD zlokalizowany jest dany PPE);
5) Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.8.1.12 ppkt 3) lit.a);

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSD, jest ona zobowiązana do wystąpienia do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

A.10.1.10 Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.8.1.7.1. i A.8.1.8.3., OSDp albo OSDp upoważniony przez OSD, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu. Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.1.11 ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.1.12 ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a) OSD do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) i OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD),
   b) 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),
2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
3) Oświadczenia:

a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSD, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do OSD. Następnie OSD informuje OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.), OSD dostarczy do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.1.13 Zgody, o których mowa w pkt. A.8.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód. W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.8.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”. Brak zgody, o której mowa w pkt A.8.1.12 ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed. Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez TAURON Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.8.1.12.

A.10.1.14 OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.10.1.15 Odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) upoważniony przez OSD, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) Gdy OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.8.1.3.; OSD przekazuje informację w tym zakresie do OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.), który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSD informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu. Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) w systemie IP DSR. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) do OSP.

A.10.1.16 W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dlaORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.8.1.3. odpowiednio OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) albo OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR. Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSD, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do OSDp (TAURON

Dystrybucja S.A.) celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR. Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym. Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.10.1.17 Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.8.1.12. i A.8.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

A.10.1.18 OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) i OSD, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. A.8.1.12. i A.8.1.14.

A.10.2 Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.10.2.1 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.10.2.2 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.10.2.3 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) od OSP:

1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:
   a) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
   b) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

   OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie n+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w IRiESD OSDp.

   OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w IRiESD OSDp.

2) dla Programu Bieżącego Uproszczonego, informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.
OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.), po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie n+4) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w IRiESD OSDp.

OSDp (TAURON Dystrybucja S.A.) przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w IRiESD OSDp.

A.10.2.4 W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.8.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej OSDp i OSD.

A.10.2.5 OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

A.10.2.6 OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. 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 – na zasadach i w trybie określonym w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.10.2.7 Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URDO lub podmiotu przyłączanego do sieci OSD. Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSD i opublikowany na stronie internetowej OSD lub udostępniony w siedzibie OSD.

B.2. OSD w terminie:

a) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDO zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,

b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDO innych niż w lit. a)

wysyła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,

albo

- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URDO umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez OSD i uzgodnionej przez OSD i URDO, powinna być dostarczona do OSD nie później niż do dnia otrzymania przez OSD powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4, z zastrzeżeniem pkt B.7.

Przekroczenie terminów określonych w punkcie B.2 może nastąpić wyłącznie w uzasadnionych przypadkach, w szczególności kiedy OSD rozpoczyna działalność na danym obszarze.

B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URDO ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URDO ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSD dla URD posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSD a sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku zawarcia przez URDO z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z OSD, której stroną był ten URDO. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział F.

B.7. Dla URDO posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URDO wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4, oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URDO (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD lub udostępnianego w siedzibie OSD) obejmującego zgodę URDO na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,

b) taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,

c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

Z dniem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa powyżej, następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URDO i OSD, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. D.2.4 W takim przypadku OSD, w terminie do 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, wysyła do URDO potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Na każde uzasadnione żądanie OSD sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD oryginału oświadczenia URDo albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, w terminie do 7 dni od dnia otrzymania żądania.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony miedzy OSD i sprzedawcą.

OSD informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej OSD, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez OSD nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej OSD, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez OSD.

B.8. W przypadku zawarcia przez URDO z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URDW w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD. Umowa o świadczenie usług

dystrybucji z URDW jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1, po wskazaniu POB przez URDW. Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.10. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, z URDO wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej

B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.12. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art.12 ust. 1 ustawy z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2014r., poz. 827) winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z OSD.

B.13. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt.D.2.12, przez sprzedawcę i przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w pkt. D.2.4, umowa o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa:

a) w pkt. B.7 ulega rozwiązaniu w dniu przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń. W takim przypadku OSD, nie wysyła do URDo potwierdzenia treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji, o którym mowa w pkt. B.7;

b) w pkt. B.2 nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez OSD do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. OSD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu WDB. W pozostałym zakresie administrowanie danymi pomiarowymi odbywa się przy współpracy z OSDp.

C.2. Administrowanie przez PE Sp. z o.o. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

a) wdrażanie, eksploatacja i rozwój systemów automatycznej rejestracji danych (LSPR), służących pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,

b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,

c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,

d) udostępnianie OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD – przy współpracy z OSDp – danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w pkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach

C.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej. OSD pozyskuje te dane w postaci:

a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci OSD w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

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

Dane pomiarowe, o których mowa:

1) w powyższym pkt. 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,

2) w powyższym pkt. 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.4. OSD wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.2.c) i C.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.5. OSD wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt. C.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 rozdziale G), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w pkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci 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, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

C.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.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.8. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez OSD wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

1) dla danych o których mowa w pkt. C.3 a):
   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 poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej.
2) dla danych o których mowa w pkt. C.3 b):
   a) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez OSD,

   lub

b) ostatniego posiadanego przez OSD odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSD posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe OSD udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSD, OSD wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

a) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,

b) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez OSD, OSD informuje o tym fakcie sprzedawcę.

C.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.10. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy OSD, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE

C.11. OSD w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.12. OSD w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.13. OSD wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje wynikające z przepisów prawa, w tym o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.14. OSD po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.15. W pozostałych sprawach nieuregulowanych stosuje się postanowienia IRiESD OSDp oraz WDB.

C.16. URD, Sprzedawcy oraz OSD oraz POB mają prawo wystąpić do OSDz wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych 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.2.4, URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą.

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.2.4, z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7 i D.2.8.

D.1.4. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, 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 OSDn na niskim napięciu, OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielenia umowy kompleksowej również na podstawie:

1) 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,

2) 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, w przypadku braku możliwości dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1 lub jego negatywnej weryfikacji przez OSD.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez OSD do realizacji nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.3.

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, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1 Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy

sprzedaży lub rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub rezerwowej umowy kompleksowej.

W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, OSD będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub rezerwową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową lub rezerwowa umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSD od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.

D.1.9. Wymiana informacji między OSD i sprzedawcami odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny OSD lub w formie określonej w GUD.

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. Powiadamianie o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt. D.3.

OSD przyjmuje od sprzedawców powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych poprzez dedykowany system informatyczny OSD umożliwiający wymianę informacji, danych i dokumentów lub na zasadach określonych w GUD.

Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez OSD.

D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRiESD. Formularz może być modyfikowany w drodze postanowień umowy GUD.

D.2.3. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSD od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.

D.2.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku o którym mowa w pkt. D.2.2 Powiadomienia należy dokonać poprzez dedykowany system informatyczny lub w innej formie wymiany informacji określonej w GUD, z wyprzedzeniem co najmniej 7-u dni kalendarzowych.

D.2.5. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSD za

pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1 weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez OSD, z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.3.7 i D.3.8 W tym czasie OSD informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcie, a następnie OSD informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

D.2.6. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt. D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

D.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1 oraz zawarcie:

a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo

b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.

D.3.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową.

Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

D.3.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.3.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się, poprzez dedykowany system informatyczny OSD lub na zasadach określonych w GUD, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą objętą tożsamą ochroną, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w

art. 27 ustawy z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2019 r., poz. 134 z późniejszymi zmianami), o ile konsument nie złożył żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia OSD o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej OSD lub udostępniony w siedzibie).

D.3.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSD, o którym mowa w pkt. D.3.4, w imieniu URD oraz złożyć OSD oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

D.3.6. OSD w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4, dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

OSD dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału D.2.

D.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.4. zawiera braki formalne lub błędy, OSD informuje o tym sprzedawcę, 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.

Listę kodów określających braki i błędy określa załącznik nr 4 do IRiESD.

D.3.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

D.3.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie nie później niż 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4 pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSD, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.3.4.

D.3.10. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

D.3.11. W przypadku otrzymania przez OSD, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży lub

świadczenia usługi kompleksowej, OSD przyjmie do realizacji umowę sprzedaży lub umowę kompleksową którą otrzymał jako pierwszą, z zachowaniem terminów o których mowa w punkcie D.3.4.

D.3.12. Sprzedawca który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4, może w terminie do pięciu dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Na skutek złożenia oświadczenia o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4, dochodzi do rozwiązania umowy dystrybucyjnej z mocą porozumienia stron, z dniem złożenia tego oświadczenia. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4, jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. W takim przypadku OSD nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem.

Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec OSD.

Sprzedawca, informuje URD - w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.4 i rozwiązaniu umowy dystrybucyjnej z mocą porozumienia stron.

D.3.13. W przypadku anulowania przez sprzedawcę powiadomienia zgodnie z pkt. D.3.12:

1) dla URD, który posiada zawartą rezerwową umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował rezerwową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia rezerwowej umowy kompleksowej zgodnie z punktem D.1.7 - zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;

2) dla URD nie będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował dotychczasową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z punktem D.1.7 - zawrze zgodnie z punktem A.7 rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

3) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował dotychczasową umowę sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy

sprzedaży zgodnie z punktem D.1.7 - zawrze zgodnie z punktem A.8 umowę sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

4) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży rezerwowej z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował umowę sprzedaży rezerwowej, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z punktem D.1.7 - zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej.

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 OSDp oraz WDB.

POB jest ustanawiany przez:

a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD;

b) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD.

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

E.2. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URDw jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD, OSDp i sprzedawcy lub URDw, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

E.3. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URDw POB, skutkuje jednoczesnym zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URDw i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URDw przez POB na obszarze działania OSD.

E.4. Powiadomienie OSD i OSDp o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URDW powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

a) na stronie internetowej OSD,

b) w niniejszej IRiESD,

c) w siedzibie OSD.

F.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:

a) osobiście w punkcie obsługi klienta,

b) listownie na adres OSD

c) pocztą elektroniczną,

e) telefonicznie,

OSD udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

F.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego

c) procedurze zmiany sprzedawcy,

d) wymaganych umowach,

e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych oraz weryfikacji powiadomień,

g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.5. Adresy pocztowe, adresy email oraz numery telefonu niezbędne do kontaktu z OSD zamieszczone są na stronie internetowej OSD oraz na fakturach wystawianych przez OSD.

F.6. OSD oraz sprzedawcy powinni umieszczać nr PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

F.7 Na wniosek URD, OSD przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7 lit a) lub b).

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o których mowa w poniższych tabelach.

Dopuszcza się w sytuacjach wyjątkowych i uzasadnionych stosowanie standardowych profili zużycia OSDp o czym powiadamia się sprzedawcę i odbiorcę energii elektrycznej. Dopuszcza się w sytuacjach wyjątkowych i uzasadnionych stosowanie standardowych profili zużycia dedykowanych dla odbiorców o mocy umownej do 40 kW – również w stosunku do odbiorców o wyższej mocy umownej zasilanych na niskim napięciu. OSD powiadamia o tym się sprzedawcę i odbiorcę energii elektrycznej.

Tablica T.1.

Wykaz profili zużycia dla odbiorców profilowych

Nazwa profilu	**Zakwalifikowanie odbiorcy**
Profil C11	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW - zasilanie 1, 3-faz - licznik jednostrefowy

G.2. Do czasu opracowania własnych standardowych profili zużycia, stosuje się, właściwe dla wskazanych grup odbiorców, profile standardowe wskazane w IRiESD OSDp – Tauron Dystrybucja Sp. z o.o.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową o ile wprowadzona została taka funkcjonalność) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4.
URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSD umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSD. 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.4. OSD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt. A.1.1.:

1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
3) powiadamianie, 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 – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
4) informowanie na piśmie z co najmniej:
   a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu >1kV.

5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.

6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSD dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II.3.2.2.

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy OSD.

8) przyjmowanie od prosumenta będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia mikroinstalacji.

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4, realizowane jest w następujący sposób:

1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do OSD. OSD dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,

2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do OSD w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSD bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,

3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym OSD w terminie 2 dni roboczych. OSD realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,

4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3, URD może zlecić wykonanie

dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,

5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do OSD przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSD w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie OSD,

6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

   a) 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,

   b) 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 bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSD bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSD przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

   - ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSD standardów jakościowych obsługi odbiorców,
   - ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   - dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. H.5 ppkt. 6 lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt. H.5 ppkt. 6 lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD,

który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6 jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSD a sprzedawcą,

6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSD reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSD po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSD w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSD niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSD, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSD kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7.

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD, na adres pocztowy:
Przedsiębiorstwo energetyczne Sp. z o.o.
ul. Węgierska 142A
33-300 Nowy Sącz
lub z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej, w tym na adres email: pe@fakro.pl

H.7. 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. ppkt. a)-d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez OSD.

H.8. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) określonym w pkt. H.5 – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,

b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSD usługi dystrybucji, lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanym z inicjatywy OSD,

d) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez OSD do sprzedawcy,

e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji w pozostałych przypadkach.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSD we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8 a) – w sposób określony w GUDK,

b) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8 b) i c) - w sposób określony w pkt. H.2

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

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 przesłany na adresy, o których mowa w pkt. H.6, odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych 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.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

I.1 OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.2 OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.

I.3 Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,

b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

I.4 OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I.5 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.

J. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej IRiESD i stosowanej w sprawach nieuregulowanych IRiESD –OSDp - przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

J.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESD OSDp	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość) – OSDp
IRiESD-Bilansowanie OSDp	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi – OSDp
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

MBZW	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
PMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Obiekt redukcji
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
Plt	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, zgodnie ze wzorem: $$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$ gdzie: i – rząd harmonicznej
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Pst	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.

RB	Rynek Bilansujący
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio 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: $$TDH = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} U_i}$$ gdzie: i – rząd harmonicznej, U_i – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URBBIL	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URBGE	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URBW	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URBO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URBSD – odbiorca sieciowy • URBOK – odbiorca końcowy
URBPO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
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
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

J.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
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% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
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 powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.

Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej 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.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

Fizyczne Profilowe Miejsce 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 dokonywany jest pomiar przepływającej 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.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna Umowa Dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki realizacji umów kompleksowych dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca

	wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są

	przyłączane do sieci na czas określony lecz nie dłuższy niż rok.
Instalacja odnawialnego źródła energii	Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół: urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość technicznoużytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.
Jednostka grafikowa	Zbiór Rzeczywistych lub Wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej.
Jednostka wytwórcza	Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości

graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D. Podział modułów wytwarzania energii:

a) moduł wytwarzania energii typu A – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW,
b) moduł wytwarzania energii typu B – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,
c) moduł wytwarzania energii typu C – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW,
d) moduł wytwarzania energii typu D – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik zdalnego odczytu	Zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiający dwustronną komunikację z systemem teleinformatycznym OSD.
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.
Magazyn energii elektrycznej	Instalację służącą do przechowywania energii, przyłączoną do sieci, mającą zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci,

	albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
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 siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSDn 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.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna jednostki wytwórczej	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego 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 przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 minutowych, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej nie będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy 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 miedzy OSDn i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,

	b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSDn takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSDn	Posiadana przez OSDn sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSDn, za której ruch i eksploatację odpowiada OSDn.
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; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci

	dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię geotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
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.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSD.
Operator	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej

	układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego Operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
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, modernizacje 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, modernizacje 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) zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, które w konsekwencji podjętych przez OSDn prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych 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	odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie w odnawialnym źródle 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, ze zm.).
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 dostarczania 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 podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu 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	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do

	wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania OSDn, gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
Rynek bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest

	odpowiedzialny Operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu dystrybucyjnego.
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.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej prze dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSDn funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
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.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r., z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r.) lub Kodeksów sieci.
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii.

Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
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 OSDn (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych 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 bilansowo-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.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 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, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest

	wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do 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 OSDn.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
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 zwarciowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s,

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

Załącznik nr 1

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH JAK I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD oraz jednostek wytwórczych przyłączonych, podlegających modernizacji.

2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.

3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.

4. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.

5. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

6. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSD i w obecności jego przedstawiciela.

7. W pozostałym zakresie dotyczącym szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych stosuje się postanowienia IRiESD OSDp.

Załącznik nr 2

Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD

1. WSTEP

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGLĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.

2.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSD, podanych w Rozdziale 7.

2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:

a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
b) stan przewodów i ich osprzętu,
c) stan podwieszonej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
e) stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
f) stan izolacji linii,
g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
k) wpływ działania wód lub osiadania gruntu na konstrukcje linii.

2.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.

2.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:

a) stan głowic kablowych,
b) stan złączy kablowych SN,
c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.

2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.

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

a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
h) działanie rejestratorów zakłóceń,
i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,

n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.

2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
e) stan baterii kondensatorów,
f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
h) stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
l) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
m) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
n) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.

3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,

c) odrębnymi wymaganiami i przepisami,
d) konserwacje i naprawy.

3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
c) konserwacje i naprawy.

3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
i) konserwacje i naprawy.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTRO-ENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i modernizacji,
g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,

h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGLĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.

5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:

a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTRO-ENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.1. Modernizacje urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych modernizacji.

7. CZASOOKRESY OGLĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTRO-ENERGETYCZNYCH

L.p.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV (o ile takie występują w systemie lub zostaną przyłączone)	Nie rzadziej niż raz w roku
2	Linii napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
3	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV (o ile takie występują w systemie lub zostaną przyłączone)	Nie rzadziej niż raz w roku

4	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
5	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą (o ile takie występują w systemie):	
	W skróconym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na dobę.
	W pełnym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na pół roku.
6	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: (o ile takie występują w systemie):	
	W skróconym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na kwartał.
	W pełnym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na pół roku.
7	Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	Wnętrzowe	Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	Napowietrzne	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Załącznik nr 3

Zawartość formularza powiadomienia OSD przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia.
2.	Miejscowość.
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez OSD (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP).
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (Odbiorcy):
5.1.	nazwa,
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu,
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców).
6.	Dane punktu poboru:
6.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy,
6.3.	miejscowość,
6.4.	ulica,
6.5.	nr budynku,
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru.
6.7.	nr działki (w przypadku braku administracyjnego numeru budynku)
7.	Data rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży.
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości lub gdy podana wartość odbiega od historycznego zużycia zostanie ona określona przez OSD i traktowana według takich samych zasad jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSD nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB do którego ma być przypisany URD
10.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza).

11.	Parametry techniczne dostaw dot. umów kompleksowych
11.1.	Moc umowna
11.2.	Grupa taryfowa zgodnie z Taryfą OSD
11.3.	Miejsce rozgraniczenia własności
11.4.	Miejsce dostarczania energii

Załącznik nr 4

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD lub GUD-K pomiędzy OSD a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiaroworozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

Załącznik nr 5

Karta aktualizacji nr .....

1. Data wejścia w życie aktualizacji: .....
2. Przyczyna aktualizacji: .....
.....
.....
3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:
.....
.....

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

Nr punktu	Aktualna treść
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....

Podpisy osób zatwierdzających aktualizację IRiESD

.....

.....

.....