

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ OGÓLNA

Podpis: _____
Imię i nazwisko: Tomasz Morawski
Stanowisko: Członek Zarządu

Podpis: _____
Imię i nazwisko: Grzegorz Tomasik
Stanowisko: Wiceprezes Zarządu

Tekst zatwierdzony przez Zarząd

Data wejścia w życie: 11.01.2022 r.

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	4
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE.....	4
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	8
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ SPÓŁKE PGB DYSTRYBUCJA SP. Z O.O.	8
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	9
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	10
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	10
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....	15
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	16
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.....	18
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	28
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	28
III.	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.....	29
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE	29
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLLOATACJI	29
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO PRZEBUDOWY, REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLLOATACJI	30
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....	30
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	30
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	31
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLLOATACYJNYCH.....	31
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO.....	31
III.9.	OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA	31
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLLOATACYJNYCH.....	32
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	32
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	32
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	32
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	33
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	33
V.	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	36
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	37
VI.1.	OBOWIĄZKI OSDn.....	37
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSDn.....	37
VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	39
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	39
VI.5.	PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	39
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	39
VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	40
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	40

VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDn	41
VI.10.	WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA.....	41
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	41
VIII.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	42
VIII.1.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	42
VIII.2.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	43
VIII.3.	DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	44
VIII.4.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	46
I.	Oznaczenia skrótów	47
II.	Pojęcia i definicje.....	49

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. PGB Dystrybucja Sp. z o.o. jako przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcje Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD zwane w dalszej części instrukcji OSDn), wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505 wraz z późniejszymi zmianami (dalej „Ustawa” lub „Prawo energetyczne”).
- I.1.2. OSDn jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadającego bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej lub jej fragmencie, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego, zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:
- 1) Prawa energetycznego oraz wydanymi na jego podstawie aktami wykonawczymi,
 - 2) ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998r., nr 21, poz. 94 z późn. zm.),
 - 3) decyzji Prezesa URE znak: DRE.WOSE.4711.15.5.2017.BT z dnia 13 lipca 2017 r. wyznaczającej PGB Dystrybucja Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze objętym koncesją,
 - 4) koncesji na dystrybucję energii elektrycznej znak: DEE/372/24241/W/DRE/2017/BT (wraz z późn. zm.) udzielonej PGB Dystrybucja Sp. z o.o. przez prezesa URE w dniu 12 lipca 2017 r.
 - 5) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - 6) określone w opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych dla danego obszaru działania OSDn (zwanego dalej OSDp) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD OSDp),
 - 7) ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. 2010r. Nr 243, poz. 1623 z późniejszymi zmianami),
 - 8) zawarte w aktach prawnych Unii Europejskiej, w szczególności w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019., str. 54) (zwanego dalej „Rozporządzeniem 942”);
 - 9) 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),
 - 10) rozporządzenia 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),
 - 11) rozporządzenia 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),
 - 12) rozporządzenia 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),
 - 13) rozporządzenia 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, rozporządzenia 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 łącznie „Kodeksami sieci”,
 - 14) ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r., poz. 261 z późniejszymi zmianami), zwana dalej „Ustawą OZE”,
 - 15) aktualnej Taryfy PGB Dystrybucja Sp. z o.o.,
 - 16) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zmianami),
 - 17) Warunków Dotyczących Bilansowania,
 - 18) rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2019 r., poz. 503).
- I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – PGB Dystrybucja sp. z o.o. 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 OSDn przez jej

użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania, rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w Sieci Dystrybucyjnej, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania,
- 4) planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 5) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- 6) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, a odbiorcami,
- 7) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 8) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 9) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 10) 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 OSDn, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

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

I.1.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, OSDn jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
- 3) współpracę z OSDp nadrzędnym w obszarze sieci koordynowanej,
- 4) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 5) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 6) 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
- 7) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV
 - 8) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi
 - 9) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, 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
 - 10) 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
 - 11) 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) 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,
 - c) 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 nadrzędnym operatorom systemów dystrybucyjnych, a w przypadku bezpośredniego uczestnictwa w rynku bilansującym - operatorowi systemu przesyłowego,
 - d) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRIESD,
 - e) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - f) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej ich uwzględnianie w IRIESD,
 - g) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (GUD),
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn – jeśli dotyczy to OSDn,
 - aktualnej listy sprzedawców rezerwowych którzy aktualnie oferują taką sprzedaż dla odbiorców przyłączonych do sieci OSDn.
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
 - 12) współpracę z operatorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego nadrzędnego OSDp przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 13) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych

- z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej
- 14) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego nadrzędnego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci nadrzędnych
 - 15) opracowywanie normalnego programu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych
 - 16) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem dystrybucyjnego nadrzędnego elektroenergetycznego.
- I.1.9. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki zaniechania działań lub skutki działań innych operatorów systemów.
- I.1.10. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od Sieci Dystrybucyjnej,
 - 2) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.11. OSDn udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na stronie internetowej <https://polskagrupabiogazowa.pl/dystrybucja-2/>
- I.1.12. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd PGB Dystrybucja sp. z o.o.
- I.1.13. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Zarząd PGB Dystrybucja sp. z o.o.
- I.1.14. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.15. W zależności od potrzeb, OSDn przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.
- I.1.16. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji, stanowiącą integralną część obowiązującej IRiESD.
- I.1.17. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.18. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- 1) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - 2) zakres aktualizacji IRiESD,
 - 3) 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.1.19. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- 1) OSDn opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - 2) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje
- I.1.20. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.21. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSDn:
- 1) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - 2) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględni w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - 3) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
- I.1.22. IRiESD lub Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSDn publikuje na stronie internetowej. Zatwierdzoną przez Zarząd OSDn IRiESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSDn publikuje stronie internetowej <https://polskagrupabiogazowa.pl/dystrybucja-2/> oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.23. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej OSDn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDn, 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.1.24. Inny OSDn przyłączony do Sieci Dystrybucyjnej PGB Dystrybucja Sp. z o.o. jest zobowiązany do uwzględnienia w swojej IRIESD wymagań określonych w niniejszej IRIESD.
- I.1.25. Zakres przedmiotowy IRIESD pokrywa się częściowo z zakresem regulowanym TCM, stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRIESD, a postanowieniami TCM, PGB Dystrybucja niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowanie 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.1.26. Obecnie OSDn prowadzi działalność dystrybucyjną na sieci SN oraz nN. Zapisy regulujące kwotę sieci 110kV obowiązują od momentu, kiedy OSDn będzie wyznaczony Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na sieci 110kV

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. OSDn 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 wraz z aktami wykonawczymi, IRIESD oraz taryfie OSDn zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ SPÓŁKĘ PGB DYSTRYBUCJA SP. Z O.O.

- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
- 1) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. OSDn świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
- 1) 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,
 - 2) pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i dla wytwórców wytwarzających energię w mikroinstalacjach,
 - 3) instaluje liczniki zdalnego odczytu, umożliwia ich komunikację z urządzeniami odbiorcy (o ile spełniają określone w IRIESD wymagania) i wyposaża w liczniki punkty ładowania należące do odbiorcy w jego instalacji (zgodnie z zasadami określonymi w IRIESD) na wniosek i koszt odbiorców końcowych wymienionych w Art. 11t. w rozdziale 6 Prawa energetycznego, a także udostępnia na stronie internetowej informacje na temat możliwości instalacji zdalnego licznika oraz uśredniony łączny koszt jego instalacji i uruchomienia.
 - 4) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - 5) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - 6) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu
 - 7) przekazuje informacje do CSIRE (od czasu jego wdrożenia) w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii oraz zapewnia ich poprawność i kompletność,
 - 8) 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,
- 9) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - 10) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.
- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do Sieci Dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
 - I.3.4. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.
 - I.3.5. OSDn ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji; we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
 - I.3.6. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
 - I.3.7. 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.3.8. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
 - I.3.9. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich wystawienia.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1. OSDn świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSDn opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, OSDn stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
 - 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - 4) 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 OSDn,
 - 5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy
 - 7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub złożenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin,
 - 8) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie
 - 9) udziela na zasadach i w wysokości zgodnych z obowiązującym prawem bonifikat w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub w niniejszej IRIESD.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączanie do Sieci Dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDn albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.20.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do Sieci Dystrybucyjnej obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od OSDn wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) złożenie przez podmiot w OSDn wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn,
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDn, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
 - 4) OSDn w terminie 14 dni roboczych od daty otrzymania wniosku o przyłączenie, dokonuje weryfikacji jego kompletności.
 - 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, to OSDn informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. 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, OSDn niezwłocznie zwraca zaliczkę,
 - 7) OSDn potwierdza 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 OSDn dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne w tym w formie elektronicznej. Potwierdzenie kompletności OSDn przesyła pocztą elektroniczną lub tradycyjną 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, zapewnienie przez OSDn wykonania 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, koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w nakładach, o których mowa w art. 7 ust.8 pkt 1 i 3.
 - 9) określenie przez OSDn warunków przyłączenia oraz wydanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 10) zawarcie z OSDn 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. OSDn zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci, w zakresie zgodności z warunkami przyłączenia,
 - 13) zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucyjnych (umowa kompleksowa) lub umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - 14) przyjęcie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji w przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do Sieci Dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej 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 w PGB Dystrybucja, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie wymagań określonych w punkcie II.1.3 niniejszej instrukcji.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia i zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa oraz udostępnia OSDn. Wnioski o określenie warunków przyłączenia dostępne są w siedzibie OSDn i na stronie internetowej <https://polskagrupabiogazowa.pl/dystrybucja/>.

II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej określają co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.

II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- 3) planowany elektryczny schemat wewnętrzny źródła, uwzględniający schemat stacji elektroenergetycznej źródła (dotyczy II i III gr. przyłączeniowej) oraz długości i typy linii elektroenergetycznych zasilających źródło,
- 4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - a) 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,
 - b) innych niezbędnych dokumentów wskazanych przez OSDn.
- 5) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- 6) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- 7) pełnomocnictwo dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu (jeżeli wnioskodawca jest reprezentowany przez pełnomocnika)
- 8) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.
- 9) zaświadczenie z ewidencji działalności gospodarczej (dla osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą).

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSDn. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu SN i 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej oraz miejsce rozgraniczenia własności urządzeń
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne

- wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub ich trwania
 - 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
 - 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
 - 16) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
 - 17) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.
- II.1.10. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSDn w warunkach przyłączenia do sieci.
- II.1.11. OSDn 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 ani w magazyn energii,
 - 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 lub magazyn energii elektrycznej,
 - 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej
W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy liczone są od dnia wniesienia pełnej zaliczki.
- II.1.12. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich wystawienia. W przypadku zawarcia umowy o przyłączenie termin ważności warunków przyłączenia wydłuża się na okres ważności umowy o przyłączenie.
- II.1.13. Wraz z określonymi przez OSDn warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.14. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSDn, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSDn ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji pomimo ich nie ujęcia w planie rozwoju. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSDn do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia lub z wnioskiem o uzgodnienie warunków przyłączenia dla podmiotu przyłączanego. OSDn wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.
- II.1.15. OSDn wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.14. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej niebędące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi, przed określeniem warunków przyłączenia dla podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej uzgadniają je z OSDp,

do którego sieci są przyłączeni.

II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15 obejmuje:

- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
- 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

II.1.17. W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.18. W przypadku, gdy OSDn 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, OSDn 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, OSDn 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 kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

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

Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.11., 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 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 w OSDn, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo- rozliczeniowego. OSDn potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo- rozliczeniowego ponosi OSDn.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD. Zgłoszenie, o którym mowa powyżej, 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.
- 9) OSDn potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego złożenia.

II.1.21. Do zgłoszenia, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

II.1.23. Umowa o przyłączenie do Sieci Dystrybucyjnej 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 OSDn i instalacji podmiotu przyłączanego oraz miejsce dostarczania energii elektrycznej,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) harmonogram przyłączenia,
 - 9) warunki udostępnienia OSDn 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 OSDn,
 - 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 z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
- 1) prosumentem,
 - 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego prosumentem,
informuje PGB Dystrybucja o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PGB Dystrybucja.
- II.1.25. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.24. informuje OSDn 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 z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.26. Zapisów pkt. II.1.24 i II.1.25 nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących 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 PGB Dystrybucja, pisemnie informuje PGB Dystrybucja o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.28. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.27 jest obowiązany informować OSDn o:
- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia 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;
 - 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.29. OSDn w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania 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 akty wykonawcze do niej.
- II.1.31. 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.2.11. podlegającą uzgodnieniu z OSDn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

- II.1.32. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.33. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez OSDn podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSDn dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.34. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSDn.
- II.1.35. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn.

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 w zakresie dotyczącym skoordynowanej sieci 110 kV.
- 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) miejsca zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - 4) miejsca zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - 5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
 - 6) miejsca zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
 - 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
 - 8) miejsca 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. pkt 5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:
 - 1) przepływow 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, określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSDn, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2. OSDn może odłączyć podmioty od Sieci Dystrybucyjnej w przypadku:

- 1) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej
- 2) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,

II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od Sieci Dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- 2) przyczynę odłączenia,
- 3) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od Sieci Dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.

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

II.3.1.6. OSDn uzgadnia z innymi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od Sieci Dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów systemów.

II.3.1.7. OSDn uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.15.

II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach OSDn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od Sieci Dystrybucyjnej, określające w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
- 2) termin odłączenia,
- 3) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn za prawidłowe odłączenie podmiotu,
- 4) 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,
- 5) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do Sieci Dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1.

II.3.2. Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.3.2.1. OSDn może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7 – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn, jeżeli:

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

II.3.2.2. OSDn na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7 – II.3.2.9. 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. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych

i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

- II.3.2.4. OSDn wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.
- II.3.2.5. OSDn jest obowiązany niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1, II.3.2.2. i II.3.2.4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania. OSDn wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.
- II.3.2.6. Przepisów pkt. II.3.2.1. ppkt 3) i pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa. Ponadto realizacja przez OSDn postanowień, o których mowa w pkt. II.3.2.1.ppkt 1) lub II.3.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSDn 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) - OSDn 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, OSDn zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.
- II.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.3.2.3, reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.3.2.3, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.
- II.3.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt. II.3.2.7., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.
- II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora, o którym mowa w art. 31a ustawy Prawo energetyczne z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.
Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji prosumenta będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.
- II.3.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.
Jeżeli OSDn na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.3.2.1.ppkt 1) lub II.3.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSDn niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSDn wznowia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez OSDn dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.
- II.3.2.11. W przypadku, gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.3.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.3.2.10., wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.3.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- II.3.2.12. Przepisów pkt. II.3.2.10. oraz II.3.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.3.2.4. albo rozwiązania sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.
- II.3.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.3.2.7., z wnioskiem o rozwiązanie sporu przez Koordynatora albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo- rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi

przedsiębiorstwo energetyczne.

- II.3.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.2., OSDn 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 OSDn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDn 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.3.2.15. W przypadku wystąpienia:
- 1) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - 2) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - 3) konieczności wykonania wyłączeń planowych,
 - 4) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii, termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.14 może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.16. OSDn powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wnioski sprzedawcy, w terminach, o których mowa w pkt. II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn 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.3.2.18. Wymiana informacji, o których mowa w pkt. II.3.2., między OSDn i sprzedawcą odbywa się na zasadach określonych w rozdziale C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH zawartym w IRiESD – Bilansowanie.

II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Przyłączane do Sieci Dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, 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 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 niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci

niespełniające 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 niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSDn opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

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 zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do Sieci Dystrybucyjnej OSDn.

II.4.2.2. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSDn, objętych umową przesyłową z OSP, OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w skoordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez OSP lub OSD w uzgodnieniu z OSP.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej OSDn, nie objętych umową przesyłową z OSP, OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są skoordynowane z OSDp

II.4.3. **Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP oraz w TCM.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt II.4.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a PGB Dystrybucja, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- 1) układów wzbudzenia,
- 2) układów regulacji napięcia,
- 3) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
- 4) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- 5) urządzeń regulacji pierwotnej,
- 6) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- 7) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- 8) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- 9) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- 10) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

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

II.4.4.1. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

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

II.4.5.1. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.4.6. **Wymagania dla transformatorów**

II.4.6.1. Wymagania techniczne dla transformatorów przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.4.7. Wymagania dla sieci SN

II.4.7.1. Wymagania techniczne dla sieci SN przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.4.8. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.8.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.4.9. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.4.9.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSDn oraz podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej.

II.4.9.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez dyspozycję OSDn.

II.4.9.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi, są następujące:

- 1) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z systemem dyspozytorskim w centrum nadzoru OSDn. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- 2) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrum nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich. Jeśli jest to możliwe to należy wykorzystywać technologię IP,
- 3) system nadzoru powinien zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- 4) połączenie systemów nadzoru w dyspozycji winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- 5) 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,
- 6) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- 7) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i centralnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1-100 ms.

II.4.9.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte, co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- 1) Telesterowanie:
 - a) sterowanie wyłącznikami,
 - b) sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych,
- 2) Telesygnalizację:
 - a) stanu położenia łączników,
 - b) stanu automatyk stacyjnych,
 - c) sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - d) sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - e) sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - f) sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - g) sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- 3) Telemetrię:
 - a) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - b) pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - c) pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.9.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych oraz należące do nich rozdzielnie 110 kV i SN, do których przyłączone są generatory powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch Sieci

Dystrybucyjnej, co najmniej następujące informacje:

- 1) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 100 kV i SN, do których przyłączone są generatory,
- 2) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- 3) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- 4) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpiływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.9.6. Zaleca się, aby rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki były objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- 1) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 100 kV i SN, do których przyłączone są generatory,
- 2) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- 3) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- 4) pomiar mocy biernej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpiływowych rozdzielni 100 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.9.7. Zaleca się, aby rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki były objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- 1) Telesterowanie:
 - a) Sterowanie wyłącznikami,
 - b) Sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- 2) Telesygnalizację:
 - a) stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - b) stanu automatyk stacyjnych,
 - c) sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - d) sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - e) sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - f) sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - g) sygnalizację włamaniovą i przeciwpożarową.
- 3) Telemetrię:
 - a) Pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - b) Pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.9.8. Zaleca się, aby urządzenia telemechaniki były wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych, z czego przynajmniej jeden powinien być portem typu Ethernet.

II.4.9.9. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godzin.

II.4.10. **Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.**

II.4.10.1. 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:

- 1) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- 2) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać 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 systemowym oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy niebędący własnością OSDn, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD nie jest wymagane przy rozdzielaniu umów kompleksowych. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSDn powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.6. niniejszej IRiESD, dla których OSDn może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G. części Bilansowanie niniejszej IRiESD.

II.4.10.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi

(MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo- rozliczeniowym.

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

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

II.4.10.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.10.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- 1) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- 2) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- 3) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSDn ilości energii elektrycznej, niezbędne do korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej w rozumieniu Ustawy OZE.

II.4.10.5. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.10.6. OSDn, OSDp wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, z uwzględnieniem postanowień IRiESP dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.10.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.10.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- 1) kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- 2) kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
- 3) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- 4) 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,
- 5) 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),
- 6) 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),
- 7) 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),

- 8) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- 9) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- 10) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

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

II.4.10.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- 1) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- 2) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- 3) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- 4) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE

II.4.10.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSDn.

II.4.10.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

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

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

II.4.10.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSDn, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.4.10.13. 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 OSDn, 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:

- 1) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- 2) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- 3) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

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

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

- II.4.10.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.10.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych budowanych 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.4.10.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.10.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.10.9., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.10.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.10.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSDn (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.10.20. 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.4.10.21. 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 lub wytwórcy i OSDn.
- II.4.10.22. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.10.23. 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.4.10.24. OSDn przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.10.25. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.10.26.
- II.4.10.26. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.10.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.10.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.10.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.10.29. 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.4.10.23. i II.4.10.27., a OSDn 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.4.10.30. 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.4.10.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii

elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczenia, OSDn wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.10.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSDn ma prawo zainstalować własny licznik komunikujący się z LSPR w podstawowym układzie pomiarowym i/lub urządzenia służące transmisji danych pomiarowych.

II.4.11. **Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A**

II.4.11.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z SPR OSD.

II.4.11.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z SPR OSD.

II.4.11.3. Układy pomiarowe - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z SPR OSD.

II.4.11.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

- 1) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.11.1.,
- 2) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.11.2.

II.4.11.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:

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

II.4.11.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z SPR OSD, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.4.11.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.12. **Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.**

II.4.12.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) 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,
- 2) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- 3) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- 4) 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,
- 5) 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,
- 6) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - 7) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - 8) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do SPR OSD nie częściej niż 4 razy na dobę,
 - 9) 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,
 - 10) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.12.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo- rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- 2) 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,
- 3) 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,
- 4) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 5) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 6) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- 7) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do SPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych. Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- 8) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.12.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) 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,
- 2) 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,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- 5) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do SPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych, nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- 6) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.12.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) 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,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- 4) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- 5) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do SPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych, nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- 6) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.12.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii elektrycznej,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- 5) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do SPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych.
- 6) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.13. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.13.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- 1) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej;
- 2) OSDn w przypadkach zbierania danych pomiarowych ze względów na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
 - a) realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - b) realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSDn,
 - c) pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.13.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- 1) przekładniki prądowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do SPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- 5) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.14. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.14.1. OSDn odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.14.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, oraz innymi podmiotami określonymi przez OSDn.

II.4.14.3. 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.

II.4.14.4. Systemy do transmisji danych powinny zapewniać mechanizmy integralności przesyłanych danych tj. brak możliwości modyfikacji przesyłanych danych pomiędzy nadawcą a odbiorcą. Ponadto przy budowie systemów teletransmisyjnych należy stosować rozwiązania ustandaryzowane

II.4.14.5. Systemy teletransmisyjne mogą być budowane na drodze wykupienia usług od operatorów

telekomunikacyjnych.

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

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- 1) dane opisujące stan istniejący,
- 2) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDn,
- 3) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSDn, o których mowa w TCM mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSDn.

W sytuacji, gdy:

- 1) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP
- 2) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSDn, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

II.5.1.3. Dane strukturalne, o których mowa w pkt II.5.1.2. ppkt. 2), są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSDn, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSDn dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSDn, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.1.4. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

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

- 1) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
- 2) moc osiągalną,
- 3) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- 4) dane jednostek wytwórczych,
- 5) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci OSDn i wskazani przez OSDn, przekazują do OSDn następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- 1) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- 2) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- 3) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.3. Formę oraz zakres przekazywanych danych, termin i sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDn

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

- 1) informacje o jednostkach wytwórczych,
- 2) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- 3) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDn i podmiot przyłączony do Sieci Dystrybucyjnej

II.5.3.2. Formę oraz zakres przekazywanych danych prognozowanych, termin i sposób ich przekazania, podmioty uzgadniają z OSDn.

II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.4.1. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

- II.6.1. Zasady planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110kV z siecią przesyłową przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

- III.1.1. Urządzenia przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej 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:
- 1) niezawodności współdziałania z siecią,
 - 2) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
 - 3) 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 obejmują zagadnienia związane z:
- 1) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
 - 2) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - 3) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - 4) 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.
Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.
- III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSDn, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. OSDn 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 zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób niezagrażający 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 należyłym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
OSDn może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSDn określa OSDn.
- #### **III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI**
- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, modernizowanych, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory, transformatory blokowe, linie kablowe WN oraz inne urządzenia określone przez OSDn przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań

producenta urządzeń.

- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSDn, jeżeli właścicielem nie jest OSDn) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD. OSDn, 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 PRZEBUDOWY, REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do przebudowy, remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do przebudowy, remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSDn.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w Sieci Dystrybucyjnej OSDn są prowadzone w uzgodnieniu z OSDn.

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

- III.4.3. OSDn dokonuje niezbędnych uzgodnień z nadrzędnym operatorem systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.

- III.4.4. OSDn 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:

- 1) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- 2) dla urządzeń – dokumentacje 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:

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

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

- 1) dokumentację projektową i powykonawczą,
- 2) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- 3) dokumentację techniczną – ruchową urządzeń,
- 4) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- 5) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- 1) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- 2) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- 3) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- 4) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- 5) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- 6) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- 7) dziennik operacyjny,
- 8) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- 9) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- 10) karty przełączeń,

- 11) ewidencję założonych uzemień,
- 12) programy łączeniowe,
- 13) 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.:

- 1) ogólną charakterystykę urządzenia,
- 2) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- 3) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- 4) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- 5) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- 6) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- 7) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- 8) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- 9) informacje o środkach łączności,
- 10) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- 11) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno- pomiarowej,
- 12) 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. OSDn, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia OSDn 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 OSDn informacje eksploatacyjne o Sieci Dystrybucyjnej w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

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

- 1) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- 2) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- 3) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- 4) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- 5) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- 6) imienne wykazy osób, wraz z danymi teled adresowymi, 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 stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

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

III.7.6. OSDn sporządza i aktualizuje schematy Sieci Dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. OSDn oraz podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. OSDn 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 obowiązującymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.9.2. OSDn zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej obejmujące w szczególności:
 - 1) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - 2) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PGB Serwis sp. z o.o. zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej uzgadniają z OSDn 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 są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w Sieci Dystrybucyjnej ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów Sieci Dystrybucyjnej przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.
- III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC**
- III.11.1. OSDn 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. OSP 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:
 - 1) awaria w systemie,
 - 2) awaria sieciowa.Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:
 - 1) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - 2) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - 3) 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,
 - 4) strajku lub niepokojów społecznych,
 - 5) 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. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo stosować zgodnie z TCM Procedury Awaryjne w przypadku

wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
 - 2) 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 wspomaganie 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 OSDp lub OSDn. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IV.1.6. OSDn wraz z OSDp 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.1.7. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- 1) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - 2) awaryjne układy pracy sieci,
 - 3) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - 4) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.8. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.9. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, OSDn ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. OSDn prowadzi ruch Sieci Dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej tą siecią.
- IV.2.2. OSDn dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ 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, OSDp i OSDn 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.
- IV.3.1.3. OSDn na polecenie OSDp podejmuje w szczególności następujące działania:
- 1) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostek wytwórczych przyłączonych do swojej sieci,
 - 2) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- 1) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - 2) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - 3) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,
 - 4) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
 - 5) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt IV.3.6.
- IV.3.1.4. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IV.3.3, IV.3.4, IV.3.5 i IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

- IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas określony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:
- 1) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
 - 2) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
 - 3) bezpieczeństwa osób,
 - 4) wystąpienia znacznych strat materialnych.
- Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, 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 energii z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSDn opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności przywołanych w pkt IV.3.2.1.
- IV.3.2.4. 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.3.2.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- IV.3.2.6. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt IV.3.2.5, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IV.3.2.7. 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:
- 1) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - 2) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - 3) uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - 4) corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia.
- IV.3.2.8. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
- 1) przygotowanie przez OSDn, w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn,
 - 2) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez OSDn z ODSp,
 - 3) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSDn, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, co najmniej na 30 dni przed dniem obowiązywania planu ograniczeń.
- W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii

elektrycznej, inni OSDn przyłączeni do sieci PGB Dystrybucja są zobowiązani do powiadomienia o tym PGB Dystrybucja w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.

- IV.3.2.9. 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:
- 1) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
 - 2) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
 - 3) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - a) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - b) 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, OSDn powiadamia odbiorców OSDn ujętych w planach wprowadzania ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w OSDn.
- IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IV.3.2.12. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- 1) polecane stopnie zasilania,
 - 2) 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 OSDn, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSDp.
- 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.3.2.9. pkt 3) ppkt. b).

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 i OSDn 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 A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

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

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

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp, lub OSDn,
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSDp i/lub OSDn.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1 Zasady stosowania automatyki SCO przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

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. Szczegółowe zasady przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

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

V.1. OSDn współpracuje z następującymi operatorami:

- 1) operatorem systemu przesyłowego,
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- 3) operatorami handlowo-technicznymi,
- 4) operatorami handlowymi,
- 5) operatorami pomiarów,
- 6) oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami.

V.2. Zasady i zakres współpracy OSDn z OSDp i OSP są określone w niniejszej IRIESD, IRIESD OSDp, IRIESP oraz umowie o świadczenie usług dystrybucji i przesyłania.

V.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (jak 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, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

- V.4. Zasady i zakres współpracy OSDn z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (również OSDn), są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDp i OSDn.
- 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.6. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z OSP oraz z OSDp i OSDn, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.
- V.7. OSDn umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- 1) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - 2) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - 3) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,
 - 4) wzorów umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI OSDn

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSDn na obszarze kierowanej Sieci Dystrybucyjnej w szczególności:
- 1) planuje pracę Sieci Dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - 2) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - 3) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - 4) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
 - 5) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
 - 6) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - 7) likwiduje występujące w Sieci Dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem nadrzędnego systemu dystrybucyjnego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - 8) zbiera i przekazuje do nadrzędnego OSD dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z jego IRiESD.
- VI.1.2. Planowanie pracy Sieci Dystrybucyjnej odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3. Działania OSDn w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze Sieci Dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.1.4. OSDn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci nadrzędnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z właściwym OSDp Dane niezbędne do określenia nastaw automatów OSDn otrzymuje od OSDp.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSDn

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt VI.1., OSDn organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania służb lub odstępuje od organizacji tych służb. W przypadku ich organizacji obowiązują poniższe punkty. W przypadku nie organizowania służb dyspozytorskich zadania opisane w poniższych punktach są realizowane w ramach zleczanych usług.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSDn i inne podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są

podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

- VI.2.3. Dla sieci będącej elementem sieci koordynowanej organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt VI.2.2 są właściwi nadrzędni operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie OSDn działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt VI.2.10.
- VI.2.5. OSDn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- 1) układami pracy Sieci Dystrybucyjnej,
 - 2) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, innych niż JWCD i JWCK,
 - 3) urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej,
 - 4) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - 5) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- 1) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - 2) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym, że dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - 3) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - 4) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie OSDn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- 1) układami pracy Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - 2) urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - 3) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - 4) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VI.2.8. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego OSDn, polegający w szczególności na:
- 1) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - 2) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - 3) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.10. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSDn opracowują i uzgadniają z nim instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRIESD.
- VI.2.11. Przedmiotem instrukcji współpracy, o której mowa w pkt.VI.2.10 oraz VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:
- 1) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych oraz określenia granicy majątku,
 - 2) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - 3) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - 4) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
 - 5) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - 6) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - 7) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - 8) zakres i tryb obiegu informacji, w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,
 - 9) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

VI.2.12. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi OSDn, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRIESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VI.3.2. OSDn w uzgodnieniu z OSDp sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.

VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do Sieci Dystrybucyjnej uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRIESP.

VI.3.4. OSDn ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRIESP, są przekazywane do OSDn.

VI.3.5. OSDn sporządza i udostępnia plany:

- 1) o których mowa w pkt VI.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
- 2) o których mowa w pkt VI.3.2. - do godz. 16:00 doby n-1.

VI.3.6. OSDn uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK.

VI.3.7. OSDn przesyła do wytwórców uzgodnione harmonogramy remontów w terminach:

- 1) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
- 2) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.

VI.3.8. OSDn, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNA

VI.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Sieci Dystrybucyjnej.

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

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej Sieci Dystrybucyjnej 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.

VI.5.2. OSDn 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:

- 1) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- 2) wymagane poziomy napięcia,
- 3) wartości mocy zwarciovych,
- 4) rozptyły mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- 5) dopuszczalne obciążenia,
- 6) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
- 7) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- 8) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
- 9) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- 10) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- 11) harmonogram pracy transformatorów,
- 12) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. OSDn w ramach potrzeb i uwarunkowań lokalnych opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.

VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt VI.6.4.

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej

określają:

- 1) nazwę rozdzielni i elementu,
- 2) proponowany termin wyłączenia,
- 3) operatywną gotowość – rozumianą, jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
- 4) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- 5) opis wykonywanych prac,
- 6) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDn ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do OSDn w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem.

OSP, OSDp, OSDn i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.5. OSDn podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu Sieci Dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku 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.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- 1) charakterystykę załączanego elementu sieci,
- 2) opis stanu łączników przed realizacją programu,
- 3) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- 4) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
- 5) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- 6) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
- 7) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z OSDn w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

VI.7.6. OSDn zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15:00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSDn uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSDn uwag.

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, OSDn uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

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

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

VI.8.1. OSDn określa dla jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK przyłączonych do sieci dystrybucyjnej:

- 1) czas synchronizacji,
- 2) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
- 3) planowane obciążenie mocą czynną,
- 4) czas odstawienia.

VI.8.2. OSDn i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji produkcji innych niż JWCD i JWCK, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.

VI.8.3. OSDn 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.8.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSDn informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

VI.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDn.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDn

VI.9.1. OSDn otrzymuje od OSDp dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP i IRiESD OSDp.

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

VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektryczne (z wyłączeniem mikroinstalacji), przekazują w formie ustalonej przez OSDn następujące informacje:

- 1) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiorem 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 rozbiorem 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,
- 2) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- 3) 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,
- 4) wartość sumaryczną wytworzonej mocy (wykonanie) przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

VI.10. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA

VI.10.1. Podmioty przyłączone do sieci PGB Dystrybucja, mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub PGB Dystrybucja. W sytuacji, gdy:

- 1) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- 2) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do PGB Dystrybucja, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej PGB Dystrybucja.

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

VI.10.3. PGB Dystrybucja, dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP, dane planistyczne 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 PGB Dystrybucja 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 PGB Dystrybucja oraz jednostki przyłączone do sieci innych OSDn, za pośrednictwem tych OSDn przekazują PGB Dystrybucji dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:

- 1) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto,
- 2) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

VII STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VII.1. W normalnych warunkach pracy Sieci Dystrybucyjnej w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- 1) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,

- 2) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
- 3) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- 4) elektrownie przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej OSDn o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

VII.2. Sieć dystrybucyjna OSDn o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.

VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

$$1 \leq \frac{x_0}{x_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{x_1} \leq 1,$$

gdzie:

x_1 -reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,
 x_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSDn. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSDn w porozumieniu z OSDp.

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:

- 1) napięcia znamionowe,
- 2) częstotliwość znamionowa.

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

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

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

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz $\pm 1\%$ (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:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 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 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu

znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

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

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

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

- 4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV, Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1) - 4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. 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.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VIII.4.1.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.3. 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.2.4. 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.2.5. OSDn 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.3.2. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła.

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤ 75 A, wprowadza się następujące maksymalne dopuszczalne poziomy:

- 1) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- 2) wartość Plt nie powinna być większa niż 0,65
- 3) wartość

$$d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$$

podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,

- 4) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym

$$d = \frac{\Delta U}{U_n}$$

nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

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

VIII.3.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

VIII.3.3.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznego odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

- 1) 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,

- 2) 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,
- 3) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- 4) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.3.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤ 16 A zakwalifikowane do:

- 1) Klasy A podano w Tablicy 1,
- 2) Klasy B podano w Tablicy 2,
- 3) Klasy C podano w Tablicy 3,
- 4) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznym [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznym [A]
Harmonicznym nieparzystym	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	0,225 (15/n)
Harmonicznym parzystym	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	0,345 (8/n)

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznym [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznym, wyrażony w % harmonicznym podstawowej prądu wejściowego [%]
2	2
3	3
	0λ

	*
5	10
7	7
9	5
11 ≤ n ≤ 39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
* λ – współczynnik mocy obwodu.	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

VIII.3.3.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym > 16 A.

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A 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 zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia

- dostarczania energii elektrycznej przerwane 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 oraz udzielanie odpowiedzi, odbiorcy w sprawie rozliczeń, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wnioski odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
 - 10) udzielanie bonifikaty na zasadach określonych w obowiązujących przepisach prawnych w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.
- VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.1.

Słownik skrótów i definicji

I. Oznaczenia skrótów

EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
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
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP -	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i

Bilansowanie	zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej wydajności 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
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV niepodlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OP-OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSD
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDn	PGB Dystrybucja sp. z o.o. pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej, na której prowadzi ruch sieciowy:
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
P_{it}	Wskaźnik długookresowego migotania światła
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
Prosument	Prosument energii odnawialnej
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SN	Średnie napięcie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
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
SWIS	System Wymiany Informacji ze Sprzedawcami
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.
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 z 14.08.2009, 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 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznym telefonii
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URDw	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	opracowane przez OSP Warunki dotyczące bilansowania, zatwierdzone decyzją Prezesa URE
WIRE	System Wymiany Informacji o Rynku Energii

II. Pojęcia i definicje

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 co najmniej 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 gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
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
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.
Farma wiatrowa	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej na rzecz URD, na mocy której OSD zobowiązuje się wobec Sprzedawcy, Sprzedawcy rezerwowego lub Sprzedawcy z urzędu do świadczenia usług dystrybucji, którym Sprzedawca, Sprzedawca rezerwowego lub Sprzedawca z urzędu świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

	<ul style="list-style-type: none"> a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Instalacja odnawialnego źródła energii	<p>Instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego.
Jednostka wytwórcza	<p>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.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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

	<p>przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,</p> <p>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,</p> <p>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.</p>
Koordinowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Koordinator	Koordinator do spraw negocjacji, o którym mowa w art. 31a Prawa energetycznego
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
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	Instalacja służąca do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca 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.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła 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.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc dyspozycyjna	Moc maksymalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	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 ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: <ul style="list-style-type: none"> a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Należyta staranność	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i 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.
Niebilansowanie	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

	<p>wyjątkowych okoliczności spowodowanych:</p> <p>a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,</p> <p>b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.</p>
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar 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 jej 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.
Odtączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, 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, dokonany przez OSD.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
PGB Dystrybucja sp. z o.o./OSDn

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294).
Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci OSD świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
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.
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne 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.
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 rezerwy	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę energii elektrycznej, zapewniające temu odbiorcy sprzedaż rezerwową
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
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.
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.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, 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 IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle 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 (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
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 pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych
Ustawa lub Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 833 z późniejszymi zmianami).
Ustawa OZE	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261 z późn. zm.)
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrzędu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrzędu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo

	zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia 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 zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 sekundy, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej 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.