Grupa Kapitałowa ESV

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ (ramowa)

Data wejścia w życie: 10.01.2025

Tekst ujednolicony uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą Aktualizacji nr 1/2025 zatwierdzoną w dniu 8 maja 2025 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr 2/2025 zatwierdzoną w dniu 30 czerwca 2025 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr 3/2026 zatwierdzoną w dniu 30 kwietnia 2026 r.*

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (ramowa) została opracowana i wprowadzona do stosowania w spółkach Grupy Kapitałowej ESV.

Postanowienia Instrukcji obowiązują w spółkach Grupy Kapitałowej ESV pełniących funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego poprzez przyjęcie jej do stosowania uchwałami Zarządu poszczególnych spółek.

Postanowienia instrukcji w danej spółce obowiązują z datą podjęcia uchwały Zarządu o przyjęciu instrukcji do stosowania.

SPIS TREŚCI

I. Korzystanie z systemu elektroenergetycznego 7

I.1. Postanowienia ogólne 7

I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej 13

I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez OSD 13

I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego 15

I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej 16

II. Przyłączanie oraz planowanie rozwoju Sieci Dystrybucyjnej 17

II.1. Zasady przyłączania 17

II.2. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci dystrybucyjne posiadają bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową 28

II.3. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej 29

II.4. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych 33

II.5. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej 55

II.6. Zasady planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową 59

III. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci 60

III.1. Przepisy ogólne 60

III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji 61

III.3. Przekazanie urządzeń do przebudowy, remontu lub wycofywanie z eksploatacji 64

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych 64

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna 64

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych 66

III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych 66

III.8. Ochrona środowiska naturalnego 66

III.9. Ochrona przeciwpożarowa 66

III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych 67

III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac 67

IV. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego 67

IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej 67

IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej 68

IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej 68

IV.4. Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci …. 69
IV.5. Redysponowanie nierynkowe …….. 69
IV.6. Interwencyjna dostawa mocy czynnej …… 69
IV.7. Interwencyjna regulacja mocy biernej …….. 70
V. Współpraca OSD z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami, a użytkownikami systemu ……. 71
VI. Prowadzenie ruchu Sieci Dystrybucyjnej OSD ……. 72
VI.1. Obowiązki OSD …… 72
VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich OSD 73
VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej 74
VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną 75
VI.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej 75
VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej 76
VI.7. Programy łączeniowe 77
VII. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej …… 78
VIII. Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu 79
VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej 79
VIII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej 81
VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej 82
VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu …….. 86

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Część: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi …… **88**
A. Postanowienia wstępne 89
A.1. Uwarunkowania formalno-prawne 89
A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy 90
A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego 91
A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania …… 94
A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych 97
A.6. Zasady współpracy OSDn z OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych . 103
A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD, którzy mają zawarte umowy kompleksowe 105
A.8. usunięty …… 106
A.9. Zasady wymiany informacji…… 106
A.10. Zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP …… 107
A11. Zasady współpracy dotyczące usług bilansujacych …… 116
B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD …… 119

C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych 122

C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych 122

C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD POB_{ZSU} 127

C.3. Zasady stosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do przedpłatowej formy rozliczeń 130

D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady zgłaszania i przyjmowania przez OSD do realizacji umów sprzedazy energii elektrycznej i umów kompleksowych 131

D.1. Wymagania ogólne 131

D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez URD 132

E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego 133

F. Zasady udzielania informacji i obsługi URD 134

G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia 135

H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne..... 136

I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi 141

J. Postanowienia przejściowe 142

Słownik skrótów i definicji 143

Oznaczenia skrótów 143

Pojęcia i definicje 147

Załączniki do IRiESD:

Załącznik nr 1 Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

Załącznik nr 2 Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami

Obszar stosowania Instrukcji

Grupa Kapitałowa ESV (w skrócie GK ESV) – grupa kapitałowa, w skład której wchodzi ESV S.A. jako spółka dominująca oraz inne spółki – podmioty zależne w rozumieniu przepisów ustawy o rachunkowości.

Sieć Dystrybucyjna – infrastruktura elektroenergetyczna, przy pomocy której Spółki GK ESV realizują usługę dystrybucji energii elektrycznej.

Wykaz spółek GK ESV pełniących funkcję OSD:

Lp.	OSD – spółki GK ESV	Nr decyzji Prezesa URE	Nr koncesji	OSDp na terenie, którego działa spółka GK ESV
1.	ESV2 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.1.8.2019.BT	DEE/388/31955/W/OWR/2019/RP	TAURON Dystrybucja S.A.
2.	ESV3 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.3.7.2017.Z	DEE/354/24767/W/DRE/2015/BT	TAURON Dystrybucja S.A.
3.	ESV4 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.4.6.2017.Z	DEE/357/24814/W/DRE/2015/BT	TAURON Dystrybucja S.A.
4.	ESV5 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.5.6.2017.Z	DEE/349/24670/U/OWR/2015/HK	TAURON Dystrybucja S.A.
5.	ESV6 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.6.6.2017.Z	DEE/329/23861/W/OWR/2014/HK	PGE Dystrybucja S.A.
6.	ESV7 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.7.6.2017.Z	DEE/342/24480/W/OWR/2015/HK	Energa Operator S.A.
7.	ESV8 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.8.6.2017.Z	DEE/341/24481/W/OWR/2015/HK	PGE Dystrybucja S.A.
8.	ESV9 sp. z o.o.	DRE.WOSE.4711.2.6.2017.Z	DEE/343/24482/W/OWR/2015/HK	TAURON Dystrybucja S.A.
9.	ESV Wisłosan sp. z o.o.	DRE-4711-28(8)/2015/65/ZJ	DEE/14-ZTO-D/65/W/OKR/2016/Mpo	PGE Dystrybucja S.A.
10.	ESV Metalchem sp. z o.o.	DRE-4711-24(6)/2014/12970/BT	DEE/332/12970/W/OWR/2014/RP	TAURON Dystrybucja S.A.
11.	ESV Fabryczna sp. z o.o.	DPE-4711-163(5)/2011/17261/ŁG	DEE/242/17261/W/OWR/2010/RP	TAURON Dystrybucja S.A.

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Przedsiębiorstwa energetyczne – spółki Grupy Kapitałowej ESV pełniące funkcje Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) wyszczególnione w preambule, zwane w dalszej części instrukcji **OSD**, wprowadzają niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. OSD jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) 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) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (tj. Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE" (Dz.U. z 2021r., poz. 1093 z późn. zmianami),
3) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2023r., poz. 1436 z późn. zmianami),
4) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2024r., poz. 725 z późn. zmianami),
5) ustawy z dnia 26 czerwca 1974r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023r., poz. 1465 z późn. zmianami),
6) ustawy z dnia 8 grudnia 2017r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy" (Dz. U. z 2023r. poz. 2131 z późn. zmianami),
7) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (Dz. U. z 2022r., poz. 1083 z późn. zmianami),
8) zawarte w:
   a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017r., z późn. zmianami) – EB GL,
   b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016r.) – NC RfG,
   c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016r.) – NC DC,
   d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016r. 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 8.9.2016r.) – NC HVDC,
   e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017r.) – SO GL,

f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017r.) – NC ER,

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci".

9) koncesji na przesył i dystrybucję energii elektrycznej Spółek GK ESV wymienionych w „Obszarze stosowania Instrukcji",
10) decyzji Prezesa URE wyznaczającej Spółki GK ESV operatorami systemu dystrybucyjnego – numery decyzji zawarte są w „Obszarze stosowania Instrukcji",
11) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
12) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego OSDp Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwanej dalej IRiESD OSDp),
13) Taryfach poszczególnych Spółek GK ESV.

I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – OSD w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.

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

1) przyłączania jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
3) wymagań technicznych dla instalacji zarządzania popytem,
4) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
5) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
6) 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,
7) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, a odbiorcami,
8) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
9) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
10) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
11) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
12) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

13) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

1) Spółki GK ESV pełniące obowiązki OSD,
2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
3) odbiorców przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej,
4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,
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 IRiESDp i IRiESP:

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

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

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz współpracę z OSDp i OSP w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,

6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSDp i OSP w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
    a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
    b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do CSIRE,
    c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną OIRE profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
    d) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej ich uwzględnianie w IRiESD,
    e) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
        i. aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (GUD),
        ii. informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,
        iii. wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
        iv. informacji o sprzedawcy rezerwowym działającym na obszarze działania OSD wraz z adresem strony internetowej tego sprzedawcy, na której opublikował on informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej,
11) współpracę z OSDp i OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
13) stosowanie się do warunków współpracy z OSDp i OSP w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
14) opracowywanie normalnego programu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych oraz współpracę z operatorem systemu

przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.

15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego nadrzędnego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV,
16) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.

I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego.

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, OSD jest odpowiedzialny, w odniesieniu do PPE przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej, w szczególności za:

1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
2) przekazywanie OSP za pośrednictwem CSIRE danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testów,
3) przekazywanie OSP za pośrednictwem CSIRE danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
4) przekazywanie OSP za pośrednictwem CSIRE danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
5) współpracę z OSP w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSD i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt I.1.9. jest zamieszczony w umowie przesyłowej zawartej między OSDp i OSDn lub OSDp i OSP.

I.1.12. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD,
2) rozwiązanie z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej

I.1.13. OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swojej stronie internetowej.

I.1.14. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez Zarządy spółek pełniących funkcję OSD i wchodzą w życie z datą określoną przez Zarządy spółek pełniących funkcję OSD.

I.1.15. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.1.16. W zależności od potrzeb OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.

I.1.17. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.18. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.19. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRIESD.

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

I.1.20. OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRIESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo OSD publikuje dokument wyjaśniający zawierający informacje o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

I.1.21. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.22. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRIESD OSD:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,

b) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeśli mają one charakter redakcyjny lub pisarski lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,

c) opracowuje nową IRIESD lub kartę aktualizacji uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty OSD zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesy konsultacji.

I.1.23. IRiESD lub Kartę aktualizacji, dokument wyjaśniający oraz raport z procesu konsultacji OSD publikuje na swojej stronie internetowej.

Zatwierdzoną przez Zarząd OSD IRiESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSD publikuje stronie internetowej www.esv.pl oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.24. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej OSD lub korzystający z usług świadczonych przez OSD, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.25. Odpowiedzialność OSD oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

I.1.26. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:

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

2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów

Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne wraz z aktami wykonawczymi, IRiESD oraz taryfie OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ SPÓŁKI GK ESV

I.3.1. OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 9),
2) Taryfie OSD,
3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
4) IRiESD,
5) TCM,

Usługa dystrybucji obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. OSD świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
2) instaluje, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
5) pozyskuje, przetwarza i przekazuje informacje rynku energii do CSIRE,
6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,

7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci OSD, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
8) opracowuje i aktualizuje oraz przekazuje drogą elektroniczną OIRE standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano LZO, a także uwzględnia zasady ich stosowania w IRiESD,
9) udostępnia lub przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej – za pośrednictwem CSIRE,
10) wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.

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

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

I.3.4. OSD określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.

Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

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

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

I.3.9. Zapisy pkt I.3.1. oraz I.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu np. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w przypadku, gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.4.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

I.4.3. OSD zapewnia niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

I.4.4. OSD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSD stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1. o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci OSD,
5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci 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 aktualnej Taryfy OSD,
7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,
9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

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

I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu np. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do OSD o:

1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,
3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu np. 2 pkt. 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. OSD:

1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,
3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu np. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

I.4.7. OSD, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci OSD. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu np. 2 pkt 33a Ustawy OZE.

I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). OSD publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

I.5.1. OSD prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:

1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSD,
3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).

I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.

I.5.3. OSD wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSD, posiadacz tego magazynu przekazuje OSD informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.

I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez OSD na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej lub podlegających ochronie danych osobowych.

I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia OSD o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. OSD aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

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 OSD albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.20.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
2) złożenie przez podmiot u OSD, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP, datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD,
3) w przypadku zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:
   a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu np. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu np. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w np. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu np. 2 pkt 7 tej ustawy – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,
   b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu np. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie OSD – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej w przypadku, gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został

złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej,

4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSD. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,
5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę,
6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w np. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez OSD, OSD wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,
7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSD informuje wnioskodawcę,
8) w przypadku, gdy złożone zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji jest niekompletne, nieprawidłowo wypełnione lub nie zostało złożone zgodnie ze wzorem określonym przez OSD, OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu zgłoszenia wzywa składającego do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

   Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego zgłoszenia dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu np. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012r. – Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu np. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

   Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji nieuzupełnione lub niepoprawione w terminie wyznaczonym przez OSD pozostawia się bez rozpatrzenia.
9) OSD na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku, określając w szczególności datę jego złożenia,
10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:
    a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
    b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub

c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub

d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub

e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,

OSD zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

11) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,

12) zawarcie umowy o przyłączenie,

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

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

15) w przypadku źródeł wytwórczych pozyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu zgodnie z wymaganiami NC RfG,

16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do Sieci Dystrybucyjnej jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez OSD dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD, określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.15. oraz II.1.16. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z np. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu np. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z np. 7 ust. $8d^1$ Ustawy.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia OSD. Wnioski o określenie warunków przyłączenia dostępne są: na stronie internetowej www.esv.pl , w siedzibie OSD oraz w Punktach Obsługi Klienta.

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 I i II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych 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, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,
2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
3) 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 albo
   b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
   c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023r. poz. 960, z późn. zmianami), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim.
4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.
7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci, na system elektroenergetyczny, określa OSD. W przypadku:

1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,

3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW,

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., określają w szczególności:

1) miejsce przyłączenia,
2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
3) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
5) moc przyłączeniową,
6) rodzaj przyłącza,
7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
    b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwań,
14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
15) 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 urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
    d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego

urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,

19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

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

21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej – w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.

II.1.10. OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej;

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 II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt 4) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach OSD może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

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

Wnioskodawca może zwolnić OSD od obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej, wynikającego z wydanych temu wnioskodawcy warunków przyłączenia przed upływem terminu ich ważności składając oświadczenie tej treści do OSD w formie pisemnej lub elektronicznej. OSD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyjęciu oświadczenia w formie pisemnej lub elektronicznej.

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

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z sąsiednim OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy sąsiedni OSD dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji pomimo ich nie ujęcia w planie rozwoju. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.

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

II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:

1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

OSDn albo przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, w przypadkach, o których mowa powyżej, dokonują uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSD, do którego sieci są połączeni.

Uzgodnienie obejmuje:

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

Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.16. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V uzgadniają je z OSD (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w np. 7 ust. 8e Ustawy), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez OSD następowało będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

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

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

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.18. W przypadku, gdy OSD odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się

o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

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

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

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

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

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w np. 7a ust. 1 Ustawy oraz niniejszej IRiESD, w szczególności Zał. Nr 1.

OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD. Zgłoszenie to zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
2) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
3) rodzaj mikroinstalacji,
4) moc zainstalowaną elektryczną,
5) moc znamionową falownika po stronie AC – w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w np. 7a Ustawy,
9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z np. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,

10) planowany termin przyłączenia,

11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

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

II.1.21. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.22. 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 OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
8) harmonogram przyłączenia,
9) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
12) moc przyłączeniową,
13) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.23. 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 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem,

informuje OSD o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt II.1.20., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD.

II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.23. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt. II.1.41. i II.1.42., informuje OSD o:

1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;

2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji –

w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.25. Zapisów pkt II.1.23. i II.1.24. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.26. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD, pisemnie informuje OSD o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II. 1.27. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.26. jest obowiązany informować OSD 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.1.28. OSD 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.1.29. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt II.1.28., reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz akty wykonawcze do niej.

II.1.30. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z Siecią Dystrybucyjną są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.

II.1.31. Szczegółowe warunki techniczne, jakie powinny spełniać przyłączane do Sieci Dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt II.2. i II.4.

II.1.32. Podmioty zaliczone do II, 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 OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.33. 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.1.34. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju Sieci Dystrybucyjnej, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSD dane określone w rozdziale II.5.

II.1.35. OSD uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych"), zgodnie z zapisami IRiESP.

II.1.36. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSD.

II.1.37. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.

II.1.38. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie OSD o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie OSD odbywa się poprzez przesłanie do OSD kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.37.

II.1.39. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

II.1.40. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.39., ustala się na podstawie:

1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
   a) Prosumentowi zbiorowemu lub
   b) Prosumentowi wirtualnemu.

II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych informuje OSD do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.20. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.

II.1.42. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z OSD umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji – jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.41.

II.1.43. Zapisy pkt II.1.41. oraz II.1.42. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez

Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.

II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:

1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
5) w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.45. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.44., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. OSD uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej 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 OSDp,
3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,
4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączania w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSDp. Związane to jest ze zmianą:

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

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

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

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

II.3.1. Zasady odłączania

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

II.3.1.2. OSD może odłączyć podmioty od Sieci Dystrybucyjnej w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej.

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

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
b) przyczynę odłączenia,
c) proponowany termin odłączenia.

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

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

II.3.1.6. OSD uzgadnia z OSDp i sąsiednimi 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. OSD uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt II.1.15.

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

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,
d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

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

II.3.1.10. OSD może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej.

W przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej proces odłączenia jest inicjowany przez sprzedawcę w CSIRE i realizowany przez OSD po otrzymaniu stosownego komunikatu z CSIRE.

II.3.2. Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej

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

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

II.3.2.2. OSD na żądanie sprzedawcy 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.

Sprzedawca w żądaniu wstrzymania, wskazuje wnioskowaną datę wstrzymania, nie wcześniejszą niż 4 dni robocze od daty przekazania żądania do CSIRE.

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.

Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.3.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

II.3.2.4. OSD wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.5. OSD jest obowiązana 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.

OSD wznawia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

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

OSD wstrzymuje i wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i system pomiarowy zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w system pomiarowy.

II.3.2.6. Przepisów pkt II.3.2.1. lit. C) i pkt II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Ponadto realizacja przez OSD postanowień, o których mowa w pkt II.3.2.1. lit. A) lub II.3.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSD informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) – OSD może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie.

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 np. negocjacji, o którym mowa w np. 31a ustawy Prawo energetyczne, zwanego dalej Koordynatorem, 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, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego 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 OSD na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt II.3.2.1.a) lub II.3.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSD niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSD wznawia 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 OSD 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 pkt 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., OSD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy.

II.3.2.15. W przypadku wystąpienia:

a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,
d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,

termin, o którym w pkt II.3.2.14. może ulec wydłużeniu.

II.3.2.16. Wymiana informacji, o których mowa w pkt II.3.2., między OSD i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIRE.

II.3.2.17. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do OSD o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSD jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.

II.3.2.18. OSD, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

a) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,

b) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej,

w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. A) i b):

- w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,
- w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.3.2.1.b) oraz w pkt II.3.2.4.

II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK 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 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, w tym niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

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 OSD opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

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

II.4.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych określają przepisy rozporządzenia 943, przepisy wydane na podstawie np. 59, np. 60 i np. 61 rozporządzenia 943, w tym TCM dotyczące wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych, ustanowione na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie np. 59, np. 60 i np. 61 rozporządzenia 943 oraz załącznik nr 1 do rozporządzenia systemowego.

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

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

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

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD operatora nadrzędnego (OSDp).

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez 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 OSD 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:

a) układów wzbudzenia,
b) układów regulacji napięcia,
c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
e) urządzeń regulacji pierwotnej,
f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki,
k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

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

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

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

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

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

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

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

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

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie mogą powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia

parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy Sieci Dystrybucyjnej.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne.

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

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

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

II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez OSD. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym.

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

II.4.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD operatora nadrzędnego (OSDp).

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

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

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

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

II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze przy zapewnieniu odpowiedniej wybiorczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiorczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się

stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

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

II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.

II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach), przez okres co najmniej:

1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie np. 23 NC ER,
2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

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

II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

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

II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

1) Np. (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,

3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

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

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne.

II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.4.5.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV.

II.4.5.2.2.1. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla układów i urządzeń EAZ w polu linii 110 kV pracującej w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.9. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV wyposaża się w:

1) wielofunkcyjne urządzenie EAZ, które powinno realizować następujące funkcje:
   a) odległościową, umożliwiającą wyłączenia 3 – fazowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
   b) kontroli synchronizmu,
   c) SPZ;
2) urządzenie EAZ realizujące funkcję odcinkową;
3) urządzenie EAZ realizujące funkcję zerowo-prądową kierunkową, w przypadku zastosowania urządzeń wymienionych w pkt 1) i 2), które może być zintegrowane w jednym z tych urządzeń.

Dopuszcza się wymóg zastosowania innych funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, jeżeli z powodów systemowych jest to niezbędne.

II.4.5.2.2.2. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.10. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego wyposaża się odpowiednio jak w pkt II.4.5.2.2.1.

II.4.5.2.2.3. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii, określone w pkt 3.12. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii powinno być wyposażone co najmniej:

1) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
   a) zabezpieczeniową podstawową odcinkową,
   b) zerowo – prądową kierunkową;
2) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
   a) zabezpieczeniową podstawową odległościową z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
   b) kontroli synchronizmu;

3) blokadę od kołysań mocy, jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania;
4) funkcję bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,
5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,
6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,
7) zabezpieczenia odległościowe należy wyposażyć w funkcję "echa" lub funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne włączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez moduł wytwarzania energii.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają OSD może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki.

II.4.5.2.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO.

I.4.5.2.3.1. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.3.2. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwległy koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych.

II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej.

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy LRW. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem LRW, z wyłączeniem rozdzielni 110 kV, w których OSP posiada pole transformatora.

II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.

II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:
1) zabezpieczenie rozcinające,
2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn (z wyłączeniem funkcji odcinkowej).

II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów w szczególności: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów,
5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis pkt II.4.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora.

II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

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

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

1) 5-10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
2) 5-15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
3) 10-20 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,
6) SPZ/SCO – jeśli OSD tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, do których są przyłączone jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),

2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo, w zależności od potrzeb, OSD może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,
6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.4.5.4.2.3. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb OSD może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,
5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego transformatora potrzeb własnych oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego

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

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

II.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,
2) nadprądowe bezzwłoczne,
3) od skutków zwarć wewnętrznych,
4) nadnapięciowe.

II.4.5.4.4.2. Każde wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie powinno być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,

3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna wyłączyć zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:
1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczątkowego (zalecane),
2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.4.7.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:
1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:
   a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
   b) wzrost i obniżenie napięcia,
   c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
   d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;
3) OSD określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilenia od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;
4) OSD określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;
5) OSD określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci OSD.

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
1) zabezpieczenia nadprądowe,

2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.

II.4.5.5.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.

II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,
2) nad – i podnapięciowe,
3) nad – i podczęstotliwościowe,
4) ziemnozwarciowe,
5) od pracy wyspowej.

II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.6.1. OSD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy

systemu dystrybucyjnego OSD, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD w szczególności podmiotom tym zabrania się:

1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.5.6.3. OSD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

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

II.4.6.2. 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 OSD.

II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi, są następujące:

a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z systemem dyspozytorskim w centrum nadzoru OSD. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrum nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
c) 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,
d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemu dyspozytorskiego posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Dla obiektów o szczególnym znaczeniu dla pracy systemu dystrybucyjnego OSD komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi

kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,

f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez OSD. Dopuszczalne jest stosowanie protokołów: DNP 3.0, IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-104 oraz docelowo IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP).

g) 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.4.6.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte, co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:
- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:
- stanu położenia łączników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- 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,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:
- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych oraz należące do nich rozdzielnie 110 kV i SN, do których przyłączone są moduły wytwarzania energii powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch Sieci Dystrybucyjnej, co najmniej następujące informacje:

a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV i SN, do których przyłączone są generatory,

b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,

c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,

d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Zaleca się, aby rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki były objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:
- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:
- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,

- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- Sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- 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,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.7. Zaleca się, aby, urządzenia telemechaniki były wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych, z czego przynajmniej jeden powinien być portem typu Ethernet.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie np. 23 NC ER,
2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

II.4.6.9. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD służą łącza TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD, spoczywa na ich właścicielu.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

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

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację 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 (z wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium 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.4.7.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
   a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
   b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,
   c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
   d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
   e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
   f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,
   g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku, gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,
   h) w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:
      - jednostki wytwórczej lub
      - instalacji odnawialnego źródła energii lub

- hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii

jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej.

2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:
   a) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
   b) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,
   c) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;
3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
   a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzanie przez OSD ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
   b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych OSD transformujących napięcie SN/nN,
   c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne OSD, w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,
4) w pozostałych przypadkach – w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

Za zgodą OSD w uzasadnionych technicznie przypadkach dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA.

Zgoda OSD uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.4.7.1.6. OSD, OSDp wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uregulowań prawnych i postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.

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

II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 6 kategorii:
   a) kategoria A – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci,

b) kategoria B3 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,

c) kategoria B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,

d) kategoria B1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,

e) kategoria C2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,

f) kategoria C1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

Wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci przez podmiot jest nieznana, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej.

Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci.

II.4.7.1.9. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.

II.4.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do system pomiarowy . Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa OSD.

II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSD w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu. Podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego,

W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.

II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być zainstalowane w każdej z faz i dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.4.7.2., II.4.7.3. oraz II.4.7.4. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do

mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20-120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo

b) 5-120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo

c) 1-120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

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

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

II.4.7.1.14. Do pomiarowego uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych 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.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.4.7.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt II.4.7.1.8. następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

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

II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do OSD przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.4.7.1.20. OSD na żądanie odbiorcy dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. OSD może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego również z własnej inicjatywy.

II.4.7.1.21. Odbiorca lub OSD ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania.

W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego

zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.

II.4.7.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

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

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

II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub OSD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

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

II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSD zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,
2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.

Korekta należności, o których mowa w ppkt 2) dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania OSD wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane

identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

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

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
d) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z system pomiarowy.

II.4.7.2.2. OSD instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:

a) odbiorców,
b) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona – biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,
c) magazynów energii elektrycznej.

OSD może zainstalować analizator jakości energii elektrycznej w innych miejscach niż wskazane powyżej u podmiotów I i II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych.

II.4.7.2.3. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt II.4.7.2.1.

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

II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

II.4.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.7.4.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.4.7.4.1. i II.4.7.4.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postepowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z sąsiednimi OSD, OSP i podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez OSD również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

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

II.4.8.4. System pomiarowy OSD powinien spełniać wymagania funkcjonalne określone w rozporządzeniu pomiarowym.

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. OSD określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

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 OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w pkt II.5.1.2. obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,

c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

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

W sytuacji, gdy:

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

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSD.

II.5.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSD, są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSD, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.1.4. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w punkcie 12 IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

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

a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
b) moc osiągalną,
c) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
d) dane jednostek wytwórczych,
e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

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

a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła,
b) rodzaj i schemat stacji,
c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
h) układ normalny pracy.

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,
b) nazwę węzła końcowego,
c) rezystancję linii,
d) reaktancję dla składowej zgodnej,
e) ½ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
g) ½ konduktancji poprzecznej,
h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
k) seria słupów.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
b) dane znamionowe,
c) model zwarciowy.

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
b) sprawność przemiany energetycznej,
c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
d) produkcję energii elektrycznej,
e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
g) emisje zanieczyszczeń SO_2, NO_X, pyły i CO_2,
h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:
   - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
   - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
s) moc czynną potrzeb własnych,
t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
u) maksymalną generowaną moc czynną,
v) minimalną generowaną moc czynną,
w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
x) statyzm turbiny,

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

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

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

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

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

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do Sieci Dystrybucyjnej.

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

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

b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,

c) przewidywaną elastyczność pracy,

d) liczbę dni remontów planowych,

e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,

f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,

g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,

h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,

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

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

II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci OSD oraz wskazani przez OSD przekazują następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt II.5.3.1:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.5.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

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

II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSD, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,

b) napięcia w węzłach sieci,

c) rozpływy mocy czynnej i biernej.

II.5.4.2. OSD dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają OSD wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

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

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSD.

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

II.6.1. Postanowienia ogólne

II.6.1.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.6.1.4. OSD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej OSD może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.

II.6.2.1. OSD przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,

b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSD,

c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty,

e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania OSD,

f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,

g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,

i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2. OSD przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,

e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,

k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

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:

a) niezawodności współdziałania z siecią,

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

c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej,

o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez np. 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 OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. OSD prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

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

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

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSD w dokumencie „Wytyczne oraz standardy techniczne eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej”.

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 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 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 OSD, jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

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

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy.

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
   a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;
   b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).

TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU") i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP i OSD. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z OSD, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt III.2.5.5 i III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP,

zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie, które zostały uznane za obiekty istotne dla planu odbudowy, po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlegają zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

1) bezpośrednio – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;

2) przez OSDp – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci OSDp;

3) przez OSD za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami pkt. V.3. – w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią OSDp.

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSD o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt. 3) OSDp informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP i OSDp, poddana ocenie OSD pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4. i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio OSDp albo OSD, informuje właściciela rozdzielni istniejącej o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni obejmują w szczególności zdolność do:

1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
   a) rozdzielni 110 kV,
   b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów,

   w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz – załącz”,
2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN,
3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN,
4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią, a centrami dyspozytorskimi OSP i OSDp,

5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią, a centrami dyspozytorskim OSP i OSDp.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI, REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

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

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

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

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

III.4.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z nadrzędnym operatorem systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.

III.4.4. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,

b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

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

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

a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,

b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,

c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami – jeżeli jest wymagane,

d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

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

a) dokumentację projektową i powykonawczą,

b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,

c) dokumentację techniczno-ruchową urządzeń,

d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

e) wykaz niezbędnych części zamiennych,

f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

g) dziennik operacyjny,

h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

j) karty przełączeń,

k) ewidencję założonych uziemień,

l) programy łączeniowe,

m) 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 np.:

a) ogólną charakterystykę urządzenia,

b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

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

e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,

f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

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

h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,

i) informacje o środkach łączności,

j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,

k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,

l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

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

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

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

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

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

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

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

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 OSD.

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

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

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

III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane 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. OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej obejmujące w szczególności:

a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD 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 OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów Sieci Dystrybucyjnej 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 OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

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

III.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.1.1. OSP 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.

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

a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,

b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,

c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń

w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,

d) strajku lub niepokojów społecznych,

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

IV.1.3. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do Sieci Dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDp lub OSD.

IV.1.4. OSD wraz z OSDp i OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. OSD w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,

b) awaryjne układy pracy sieci,

c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,

d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.1.8. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, OSD 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. OSD prowadzi ruch Sieci Dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej tą siecią.

IV.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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

Zasady wprowadzania przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD operatora nadrzędnego (OSDp).

IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI

Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD operatora nadrzędnego (OSDp).

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

Zasady stosowania redysponowania nierynkowego przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRiESD operatora nadrzędnego (OSDp).

IV.6. INTERWENCYJNA DOSTAWA MOCY CZYNNEJ (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.6.1. Postanowienia ogólne

IV.6.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienia niezawodności pracy tego systemu lub utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSD może korzystać z interwencyjnych dostaw mocy czynnej (IDC). OSD wykorzystuje IDC w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.6.1.2. IDC polega na zwiększeniu przez URD poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej OSD, w tym również ponad wartość mocy umownej określonej w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, do poziomu nieprzekraczającego maksymalnej mocy interwencyjnej określonej przez OSD. IDC może być realizowana przez URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD w PPE, dla których zamówiona moc umowna jest wyższa niż 40 kW.

IV.6.1.3. Zasady realizacji IDC i współpracy w zakresie realizacji IDC pomiędzy OSD a URD:

1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna OSD,
2) OSD określa dopuszczalne: maksymalną moc interwencyjną oraz czas pobierania tej mocy,
3) OSD informuje URD z wyprzedzeniem (co najmniej 3-dniowym) o możliwości korzystania z IDC,
4) IDC może realizować jedynie URD, który posiada elektroniczny kanał komunikacji z OSD.

IV.6.1.4. URD nie przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IDC.

IV.6.1.5. W przypadku, gdy realizacja IDC będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej określonej w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IDC opłaty za przekroczenie mocy umownej nie pobiera się.

IV.6.1.6. URD może realizować IDC pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.6.2.

IV.6.2. Wymagania techniczne

IV.6.2.1. URD, który realizuje IDC, powinien spełniać następujące wymagania:

1) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR OSD.

IV.7. INTERWENCYJNA REGULACJA MOCY BIERNEJ NA POLECENIE OSD (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.7.1. Postanowienia ogólne

IV.7.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSD może korzystać z interwencyjnej regulacji mocy biernej (IRB). OSD wykorzystuje IRB w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.7.1.2. IRB polega na:

1) zmianie przez URD poboru mocy biernej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci, ponad wartość większą z dwóch:
   a) wyznaczoną granicami profili P-Q/Pmax oraz U-Q/Pmax, określonymi w TCM,
   b) wyznaczoną współczynnikiem mocy, określonym w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
2) poborze mocy biernej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci przez URD, przy braku generacji mocy czynnej (praca kompensatorowa).

IRB może być realizowana przez URD_W lub URD_{ME} przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

IV.7.1.3. Zasady realizacji IRB i współpracy w zakresie realizacji IRB pomiędzy OSD a URD:

1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna OSD (w lokalizacjach sieciowych określonych przez OSD),
2) OSD określa moc minimalną/maksymalną regulacji,
3) IRB może realizować jedynie URD, który posiada system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie OSD oraz elektroniczny kanał komunikacji z OSD,
4) zasoby URD wykorzystywane do IRB nie mogą wprowadzać zakłóceń do sieci dystrybucyjnej OSD.

IV.7.1.4. URD przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IRB.

IV.7.1.5. Realizacja IRB odbywa się na podstawie stosownego polecenia ruchowego wydanego z poziomu służb dyspozytorskich OSD.

IV.7.1.6. W przypadku, gdy realizacja IRB będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej lub współczynnika mocy tgϕ, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IRB odpowiednio opłaty za przekroczenia mocy umownej lub opłaty za ponadumowny pobór energii biernej nie pobiera się.

IV.7.1.7. URD może realizować IRB pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.7.2.

IV.7.1.8. W celu weryfikacji możliwości realizacji IRB przez URD lub spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.7.2., OSD może zarządzić testowy okres realizacji IRB, a URD jest zobowiązany przystąpić do realizacji IRB. Z tytułu realizacji IRB w ww. okresie URD nie przysługuje wynagrodzenie.

IV.7.2. Wymagania techniczne

IV.7.2.1. URD, który realizuje IRB, powinien spełniać następujące wymagania:

1) PPE wchodzące w skład danego zasobu URD stanowią kompletny układ zasilania danego zasobu obejmujący wszystkie miejsca dostarczania tego zasobu,
2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

3) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR OSD,
4) zasób wyposażony jest w system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie OSD.

IV.7.2.2. URD składa oświadczenie o spełnianiu wymagań, o których mowa w pkt IV.7.2.1. Wzór oświadczenia określa OSD.

IV.7.2.3. URD jest zobowiązany do bieżącego informowania OSD w przypadku zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

IV.7.3. Katalog IRB

IV.7.3.1. OSD wykorzystuje IRB w szczególności do:
1) regulacji napięcia,
2) regulacji mocy biernej

w celu utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

IV.7.3.2. OSD korzysta z IRB w odniesieniu do kontrolowanego przekroczenia współczynnika mocy na polecenie OSD.

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

V.1. OSD współpracuje z następującymi podmiotami:
a) OSP,
b) OIRE,
c) OSD,
d) sprzedawcami,
e) POB,
f) DUB,
g) OHT,
h) OH,
i) OP

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ").

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

V.3. OSD realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD lub OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSD a OSDp, przy czym:
a) w przypadku, gdy OSD posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną OSDp oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez OSD za pośrednictwem

OSDp lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSD i obszaru sieci dystrybucyjnej OSDp i danego OSDp,

b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną OSDp to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSD, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).

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 OSD, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI OSD

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSD na obszarze kierowanej Sieci Dystrybucyjnej w szczególności:

a) planuje pracę Sieci Dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,

b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,

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

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

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

f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,

g) wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,

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

i) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO.

j) wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRIESP.

VI.1.2. Planowanie pracy Sieci Dystrybucyjnej odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

VI.1.3. Działania OSD 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. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci nadrzędnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu dystrybucyjnego prowadzącego ruch tej sieci. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV OSD otrzymuje od OSDp.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD

VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt VI.1., OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt VI.2.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.

VI.2.4. Służby dyspozytorskie OSD 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. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy Sieci Dystrybucyjnej,
b) pracą modułów wytwarzania energii nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w tym również JWCK w zakresie określonym w IRiESP,
c) urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej,
d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
e) 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:

a) monitorowaniu pracy urządzeń,
b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym, że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.7. Służby dyspozytorskie OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

a) układami pracy Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
b) urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,

d) 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 OSD, polegający w szczególności na:

a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,

b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,

c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez centrum dyspozytorskie OSD w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt VI.2.5 do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

VI.2.11. 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 OSD opracowują i uzgadniają z nim instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt VI.2.10 oraz VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,

b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt VI.1,

e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,

g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

h) zakres i tryb obiegu informacji, w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,

i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

VI.2.13. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi OSD, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1. OSD sporządza i udostępnia OSDp koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych opracowany przez OSP.

VI.3.2. OSD w uzgodnieniu z OSDp sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych.

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. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.

VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt VI.3.4. jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.

VI.3.6. OSDp 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 operatora systemu przesyłowego.

VI.3.7. Przekazanie planów przez posiadaczy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej do OSD, powinno być realizowane w następujących terminach:

a) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 - letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,

b) plany dobowe – dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.

VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM - zakres wymienianych danych oraz w pkt VI.3.7., są przekazywane do OSD w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.

VI.3.9. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, z wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

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

VI.4.2. OSD planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSD w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany, o których mowa w pkt VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSDp.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej Sieci Dystrybucyjnej 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. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

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

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
b) wymagane poziomy napięcia,
c) wartości mocy zwarciowych,
d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
e) dopuszczalne obciążenia,
f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
g) informacje o elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej w sieci 110 kV,
h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
k) harmonogram pracy transformatorów,
l) wykaz jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci.

VI.5.4. Program pracy elektroenergetycznej Sieci Dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.

VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt VI.6.3.

VI.6.3. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia OSD w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD:

a) do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,
b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia kalendarzowego miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
c) do planu tygodniowego – w terminie do piątku do godziny 11:00, do 8 dni kalendarzowych poprzedzających plan tygodniowy liczony od soboty,
d) do planu dobowego – do godz. 8:30 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

a) nazwę rozdzielni i elementu,
b) inicjatora prac,
c) proponowany termin wyłączenia,

d) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,

e) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),

f) opis wykonywanych prac,

g) w zależności od potrzeb schemat, harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Uzgodnione z OSD harmonogramy dostarczane są najpóźniej w terminie zgłaszania wyłączeń do planu tygodniowego.

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

VI.6.6. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu Sieci Dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt VI.6.7.

VI.6.7. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,

b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,

c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,

d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.7. OSD jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

VI.6.8. Terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.6.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSD powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.

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

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

a) dane techniczne załączanego elementu sieci,

b) opis stanu łączników przed realizacją programu,

c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,

d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,

e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,

f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu

g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z OSD w terminie co najmniej 15 dni – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni – dla pozostałych elementów Sieci Dystrybucyjnej, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

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

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, OSD uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,

c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci,

d) elektrownie przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej ESV o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

VII.2. Sieć dystrybucyjna OSD 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:

$$1 \le \frac{X_0}{X_1} \le 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \le 1,$$

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 OSD. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSD 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. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I i II.

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ± 10% napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

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 19 23 25	1% 1% 0,7% 0,7%				
>25	$0{,}2 + 0{,}5 \times \frac{25}{h}$				

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V.

VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.2.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

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 17 19 23 25	3% 2% 1,5% 1,5% 1,5%	>15	0,5%		
>25	$0{,}2 + 0{,}5 \times \frac{25}{h}$				

VIII.1.2.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI.

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1) planowane,
2) nieplanowane.

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

1) przemijające (mikroprzerwy) - trwające nie dłużej niż 1 s,
2) krótkie, trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
3) długie, trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,
4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,
5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.1. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–III i VI:

1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,

2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w pkt VIII.2.1., są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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

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

VIII.2.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

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 danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,
3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Dla każdego ze wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się 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.

VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła.

VIII.3.2.1.1. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤75A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

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

d) 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 1s.

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu.

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,

c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,

d) Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤16A zakwalifikowane do:

a) Klasy A podano w Tablicy 1,

b) Klasy B podano w Tablicy 2,

c) Klasy C podano w Tablicy 3,

d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]**
2	2
3	30λ*
5	10
7	7
9	5
11 ≤ 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)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A.

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, 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.3.3. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

VIII.3.3.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	**Przedział wartości RVC**	**Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC**
1	0,5% ≤ RVC < 1,5%	100/godz.
2	1,5% ≤ RVC < 3,0%	10/godz.
3	3,0% ≤ RVC	0

VIII.3.3.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania

światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(Pst)	(Plt)
1	≥ 220 kV	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.3.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.3.1. i VIII.3.3.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.

VIII.3.3.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5% lub mniejsza.

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 z sieci,
2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
5) informowanie na piśmie lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, 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 równym 1 kV lub niższym, 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 aktualnej taryfy OSD,

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 wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.4.7.1.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2024r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 maja 2021r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE" (Dz.U. z 2023r., poz. 1436 z późn. zmianami),
3) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2022r., poz. 1378 z późn. zmianami),
4) ustawy z dnia 8 grudnia 2017r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy" (Dz. U. z 2023r., poz. 2131 z późn. zmianami),
5) ustawy z dnia 11 stycznia 2018r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (Dz. U. z 2022r., poz. 1083 z późn. zmianami),
6) ustawy z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (Dz. U. z 2023 r., poz. 2759 z późn. zmianami),
7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017r. z późn. zmianami) - EB GL,
8) koncesji na przesył i dystrybucję energii elektrycznej Spółek GK ESV wymienionych w „Obszarze stosowania Instrukcji",
9) decyzji Prezesa URE wyznaczającej Spółki GK ESV operatorami systemu dystrybucyjnego – numery decyzji zawarte są w „Obszarze stosowania Instrukcji",
10) IRiESP,
11) WDB,
12) Taryfy OSD.

A.1.2. OSD jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDn.

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD i posiadające zawarte z OSD umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp a OSD oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z OSD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw.

Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanych dalej URDn) reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
b) zasady kodyfikacji podmiotów,
c) zasady sprzedaży rezerwowej,
d) zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
e) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,
f) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
g) procedurę zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez OSD do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych,
h) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
i) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
j) postępowanie reklamacyjne,
k) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
l) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
m) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną OSDp oraz sieci dystrybucyjne OSD przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej OSDp, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.

A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

a) OSD,
b) „sąsiednich OSDn" tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, których sieci są połączone z sieciami OSD,
c) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD,
d) sprzedawców, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji (GUD) z OSD,
e) sprzedawców, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD,
f) sprzedawców pełniących na obszarze OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego,
g) POBZ działających na obszarze OSD,
h) DUB działających na obszarze OSD,

i) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – h) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

1) POB_Z,
2) DUB.

URB może być jednocześnie POB_Z i DUB.

POB_Z może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową na mocy której w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

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

a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej - na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych - na podstawie GUD-K lub umowy, o której mowa w pkt A.4.3.7. akapit drugi, zawartej ze sprzedawcą,

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

A.3.3. OSD za pośrednictwem OSDp uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej OSD, dla których OSDp realizuje obowiązki OSD w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

a) fizyczne MB ($_F$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,
b) wirtualne MB ($_W$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_F$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz
b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}$MB występują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

- MB_O, MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sąsiednich OSDp,
- $_{AFD}$MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują

odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}$MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z.

POB_Z jest wskazywany przez:

a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z OSD,

b) URD_W,

c) URD_{ME}.

Ustanawianie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_Z.

A.3.6. Do jednego PPE w danym czasie może być przypisany tylko jeden sprzedawca.

Jeżeli na dzień poprzedzający uruchomienie produkcyjne CSIRE do jednego PPE przypisany jest więcej niż jeden sprzedawca, wówczas OSD przypisuje do tego PPE sprzedawcę, dla którego realizowana jest umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa w zakresie energii pobieranej z sieci OSD. Zasada ta jest stosowana przez OSD również na potrzeby przekazania informacji o PPE, zgodnie z art. 20 Ustawy OIRE.

A.3.7. (usunięty)

A.3.8. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,

2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,

3) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,

5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z.

A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji przez OSD w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z OSDn jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1.

Warunki i zakres współpracy OSD z OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy OSD, a OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1.

A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.

A.3.11. Wytwórca inny niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.

A.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego, OSD oraz Prezesa URE o:

a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,

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

c) kodzie PPE,

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

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

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

Wówczas zmiana charakterystyki PPE, w tym ewentualne uruchomienie sprzedaży rezerwowej, następuje zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.3.13. OSD po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSDp o konieczności zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

a) utraty POB_Z sprzedawcy,

b) rozwiązania umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.

Powyższe informacje OSD przekazuje niezwłocznie do Prezesa URE.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) OSD może rozwiązać z dniem utraty POB_Z umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

W przypadku rozwiązania przez OSD umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., OSD powiadamia OIRE.

A.3.14. OSD po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSDp o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

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

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.,

c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt A.4.3.5.

A.3.15. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

Powyższe nie ma zastosowania do URD w gospodarstwie domowym:

a) posiadającego umowę sprzedaży, która została zgłoszona zgodnie z pkt D.2.4 w terminie do 23 lutego 2024 r. chyba, że ten URD wystąpi z wnioskiem do sprzedawcy o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do OSD zgodnie z IRiESD.

b) posiadającego umowę dystrybucji, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r.

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

A.4.1. OSD zapewnia URD realizację umów sprzedaży energii elektrycznej albo umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do CSIRE, a informacja o ich przypisaniu do PPE zostanie przekazana przez OIRE do OSD na zasadach określonych w IRiESP-OIRE, pod warunkiem obowiązywania odpowiednich umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. i A.4.3.7. zawartych z OSD.

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

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem:

a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji albo wpisu do właściwego rejestru lub wykazu - jeżeli jest taki wymóg prawny,
b) zawarcia przez URD umowy dystrybucji z OSD,
c) przekazania przez OIRE do OSD informacji o przypisaniu umowy sprzedaży energii elektrycznej URD do PPE - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
d) ustanowienia przez URD_W wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do OSD - dotyczy URD_W obsługiwanego przez POB_Z,
e) ustanowienia przez URD_{ME} wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do OSD - dotyczy URD_{ME} obsługiwanego przez POB_Z.

A.4.3.2. OSD, z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.7., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, w ramach zawartej przez URD umowy kompleksowej, pod warunkiem przekazania przez OIRE do OSD informacji o przypisaniu umowy kompleksowej URD do PPE.

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

a) określenie, że POB_Z dla URD jest podmiot określony zgodnie z GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
b) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z – dotyczy URD_W oraz URD_{ME},
c) wskazanie DUB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSD, zawartą jedną umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB_Z. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSD z POB_Z powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,

b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,

c) kody EIC OSD oraz POB_Z,

d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,

e) zobowiązania stron,

f) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe,

g) zasady przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe podmiotów działających na obszarze OSD,

h) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) przypisanych do POB_Z,

i) zobowiązanie POB_Z do niezwłocznego informowania OSD o zawieszeniu lub zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,

j) zobowiązanie POB_Z do wysłania komunikatu do CSIRE o zakończeniu bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME},

k) informację, że POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W lub URD_{ME} dla których został przypisany w CSIRE,

l) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,

m) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,

n) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB_Z, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDp, dla którego OSDp realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.4.3.6 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD zawiera z OSD jedną GUD, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD i OSDp oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do OSD,

b) kody EIC OSD oraz sprzedawcy,

c) zobowiązania stron,

d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

e) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,

f) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,

g) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,

h) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSD jedną GUD-K, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej.

GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD i OSDp oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do OSD,
b) kody EIC OSD oraz sprzedawcy,
c) zobowiązania stron,
d) zasady ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSD,
e) warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
f) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSD a sprzedawcą,
g) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
h) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą,
i) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
j) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
k) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
l) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
m) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSD dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę zgodnie z IRiESDp.

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 3 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla OSD i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.10. Nie później niż do 15 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE OSD i sprzedawca zawrą nową GUD lub GUD-K zgodnie z obowiązującymi w OSD wzorcami GUD i GUD-K dostosowanymi do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym sprzedawca nie zawrze nowej GUD lub GUD-K, wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa GUD lub GUD-K zawarta przez sprzedawcę z OSD ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,
2) OSD nie przekaże OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości realizacji przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na obszarze działania OSD,
3) sprzedawca zobowiązany jest powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.11. Nie później niż do 15 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE OSD i POB_Z zawrą nową umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5, zgodnie z obowiązującym w OSD wzorcem dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym POB_Z nie zawrze nowej umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5., wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez POB_Z z OSD ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,
2) OSD nie przekaże OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości pełnienia przez POB_Z funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na obszarze działania OSD,
3) POB_Z zobowiązany jest powiadomić sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o zakończeniu bilansowania handlowego na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

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

A.5.1. OSD za pośrednictwem OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zgodnie z IRiESD oraz we współpracy z OSDp administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

OSD za pośrednictwem OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSD, na podstawie umowy zawartej z OSDp.

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, OSD w szczególności:

a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD do świadczenia usług bilansujących na RB,
d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB,
i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

j) za pośrednictwem OSDp przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,

k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSD realizuje następujące zadania:

a) przyporządkowuje za pośrednictwem OSDp do POB_Z określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych,

b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie informacji przekazanej OSD przez OIRE z CSIRE,

c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie informacji przekazanej OSD przez OIRE z CSIRE,

d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym umowy kompleksowe rezerwowe, na podstawie informacji przekazanej OSD przez OIRE z CSIRE,

e) uwzględnia zmianę POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, na podstawie informacji przekazanej OSD przez OIRE z CSIRE,

f) przekazuje za pośrednictwem OSDp do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,

g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nieobjętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych,

A.5.6. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:

(590)(J1J2J3J4J5J6J7)(S1S2S3S4S5S6S7)(K)

gdzie:

590 – stały prefiks polskiej organizacji GS1,

J1J2J3J4J5J6J7 – numer identyfikacyjny operatora systemu elektroenergetycznego nadawany przez polską organizację GS1. W przypadku spółek Grupy Kapitałowej ESV numery są następujące:

Spółka	Numer
ESV2 Sp. z o.o.	5701793
ESV3 Sp. z o.o.	5701794
ESV4 Sp. z o.o.	5701796
ESV5 Sp. z o.o.	5701797
ESV6 Sp. z o.o.	5701798

ESV7 Sp. z o.o.	5701799
ESV8 Sp. z o.o.	5711501
ESV9 Sp. z o.o.	5711502
ESV Metalchem Sp. z o.o.	5701792
ESV Wisłosan Sp. z o.o.	5701790
ESV Fabryczna Sp. z o.o.	5711503

S1S2S3S4S5S6S7 – unikalny numer nadany przez operatora systemu elektroenergetycznego dla danego PPE,

K – cyfra kontrolna wyznaczana zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1.

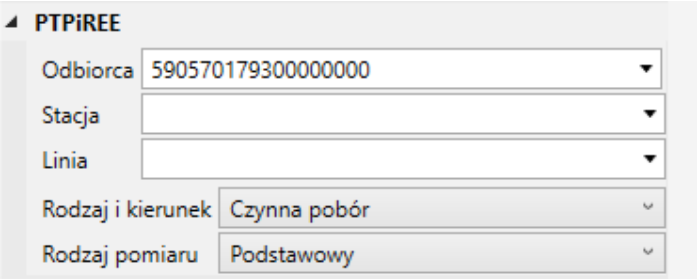
Zmienia się konfiguracja danych pomiarowych dostępnych na serwerach FTP, zgodnie z poniższym przykładem (Rys.1) oraz konfiguracja w systemie kodu PTPiREE (Rys.2).

59057115020000000_CP_20250413.DAT

```
59057115020000000


CP
13-04-2025
96
1.600,+
1.600,+
1.600,+
1.600,+
1.500,+
1.600,+
1.600,+
1.600,+
1.600,+
1.500,+
1.500,+
1.500,+
1.600,+
1.500,+
1.700,+
1.800,+
1.500,+
1.500,+
1.500,+
1.600,+
1.500,+
1.400,+
1.100,+
1.200,+
1.500,+
1.300,+
1.200,+
0.900,+
0.600,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.000,+
0.100,+
0.400,+
0.600,+
0.600,+
0.600,+
0.700,+
0.700,+
1.000,+
1.000,+
1.000,+
1.000,+
0.900,+
0.900,+
1.000,+
1.000,+
1.000,+
1.000,+
1.700,+
1.700,+
2.200,+
2.100,+
2.400,+
2.300,+
2.200,+
2.500,+
2.500,+
2.500,+
D7A9
```

Rys. 1 Przykład konfiguracji danych pomiarowych dostępnych na serwerach FTP



Rys. 2 Przykład konfiguracji w systemie kodu PTPiREE

OSD ma prawo do zmiany kodu przypisanego do PPE. O planowanej dacie wejścia w życie nowego kodu, OSD poinformuje sprzedawców z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

Wraz z ww. informacją PPE OSD udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o poprzednim i nowym kodzie PPE.

Format pliku PTPiREE, będzie stosowany do granulacji 15-minutowej i będzie zawierać 94 wiersze z danymi kwadransowymi.

A.5.7. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.8. Kod PPE jest nadawany przez OSD po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci OSD, a przed zawarciem przez URD umowy, na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.5.9. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt A.5.8.,

c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania OSD w którym następuje:

- „pobieranie”, „wprowadzanie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSD przez URD_O, URD_W lub URD_{ME}, oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE OSD nie nadaje odrębnego kodu PPE,

e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma możliwości powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,

f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,

g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,

h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzanie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.10. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

b) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzą liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

c) w budynkach wielolokalowych każdy PPE posiada odrębny kod PPE,

d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,

e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.5.11. PPI może przyjmować następujący charakter:

1) magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odbiorczej lub /wytwórczej,
2) punkt ładowania będący częścią instalacji odbiorczej,
3) źródło wytwarzania (mikroinstalacje albo małe instalacje) będące częścią instalacji odbiorczej,
4) zaciski generatora,
5) biorący udział w wyznaczeniu energii elektrycznej w miejscu dostarczania.

A.5.12. PPE może przyjmować następujący charakter:

3) odbiorczy,
4) wytwórcy,
5) odbiorczy z mikroinstalacją albo małą instalacją,
6) odbiorczy z możliwością zwrotu energii do sieci,
7) magazyn energii elektrycznej,
8) OSDn.

A.5.13. Obiekt pomiarowy umożliwia grupowanie PP o równorzędnych relacjach. Specyfiką Obiektów pomiarowych jest posiadanie wyodrębnionych atrybutów obiektu, które są niezależne od atrybutów charakterystyk PP, a składają się na Obiekt pomiarowy.

Powiązanie ze sobą PP w postaci Obiektów pomiarowych:

1) umożliwia realizowanie wybranych procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii dla całego obiektu,
2) nie wpływa na możliwość realizowania procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii indywidualnie dla każdego z PP objętych Obiektem pomiarowym,
3) pozwala na przypisywanie do Obiektu pomiarowego danych niezależnych od atrybutów charakterystyki PP wchodzących w skład tego obiektu.

A.5.14. Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych oraz zapytanie o Obiekt pomiarowy odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE.

Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych jest dokonywane przez OSD z własnej inicjatywy lub na wniosek właściwego podmiotu. Jeden PP może być przypisany do wielu Obiektów pomiarowych.

A.5.15. Wyróżnia się następujące typy Obiektów pomiarowych:

1) wspólnota energetyczna (klastry albo spółdzielnie energetyczne),
2) wspólnota prosumencka (Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny),
3) obiekt sumujący.

A.5.16. Każdy Obiekt pomiarowy posiada jednoznacznie identyfikujący dany obiekt kod nadawany przez OSD.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSD W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

a) rozliczeń na RB,

b) usług IRP i usług IZP,

c) rynku mocy,

d) rozliczeń usług bilansujących,

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSDn z OSD.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., OSDn oraz URDn muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

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

a) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSDp,

b) o których mowa w pkt A.6.l. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,

c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a POB_Z, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn — dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia OSD przekazywania danych pomiarowych do OSDp na potrzeby rozliczeń na RB, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) przekazywania do OSD danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo- rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,

c) przekazywania do OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,

d) niezwłocznego przekazywania OSD informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,

e) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia OSD przekazywania OSDp danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP lub usług bilansujących, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania OSD dla potrzeb rozliczeń usługi IRP i usługi IZP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii

elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania OSD dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

d) przekazywania OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP i usługi IZP, zgodnie z IRiESD OSDp,

e) przekazywania OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

f) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia OSD przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt I.I.10., OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) przekazywania do OSD danych pomiarowych, o których mowa w lit. A), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo- rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania do OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSDp i zatwierdzonym przez Prezesa URE,

d) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych

A.6.7. Przekazywanie danych przez OSD do OSP na potrzeb rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie, za pośrednictwem OSDp, zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

a) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,

b) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje OSD informacje o wyżej wymienionych POB_Z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. c).

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie OSD oraz udostępnianie OSDp przez OSD tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB_Z lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacza magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn, lub PEP na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych na MB tego POB_Z. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB_Z w terminie

umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB_Z (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD i IRiESD OSDp).

A.6.10. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB_Z wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSD.

A.6.11. Przekazywanie przez OSD do OSDp danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

a) w trybie wstępnym dla doby *n* do godziny 9:00 doby *n+1*,

b) w trybie podstawowym za miesiąc *m* do 3 dnia kalendarzowego miesiąca *m+1*,

c) w trybie dodatkowym za miesiąc *m* do 2 dnia kalendarzowego miesiąca *m+2*.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSD rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do OSDp skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca *m+3*.

A.6.12. Przekazywanie przez OSD danych pomiarowych do OSDp na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.5.

A.6.13. Przekazywanie przez OSD danych pomiarowych do OSDp na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ

A.7.1. W przypadku, gdy do CSIRE nie została przekazana przez sprzedawcę informacja o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, OIRE niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego.

A.7.2. Sprzedaż rezerwowa dla URD jest uruchamiana z chwilą poinformowania przez OIRE poprzez CSIRE sprzedawcy rezerwowego o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej oraz przypisania tego sprzedawcy do PPE w CSIRE w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

A.7.3. OSD będzie realizował na rzecz URD sprzedaż rezerwową, o której mowa w pkt A.7.2. po otrzymaniu od OIRE poprzez CSIRE powiadomienia o nowej umowie oraz powiadomienia o potencjalnej potrzebie przekazania danych pomiarowych.

A.7.4. Sprzedaż rezerwowa, o której mowa w pkt A.7.2. nie jest uruchamiana, w sytuacji, gdy:

1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 Ustawy,

2) nastąpiło wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do URD z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 i 2,

3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy dystrybucji, a URD nie zawarł nowej umowy dystrybucji,

4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, a ten URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej,

5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, URD objęty już był sprzedażą rezerwową,
6) dla danego PPE, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o których mowa w pkt A.7.1., nie była realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa.

A.7.5. Sprzedawca rezerwowy zobowiązuje się powiadomić OIRE o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej rezerwowej, zgodnie z pkt D.1.7.

A.7.6. OSD przekazuje do CSIRE dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i IRiESP-OIRE.

A.7.7. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i nieotrzymania przez OSD z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.8. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał z CSIRE powiadomienia o nowej umowie kompleksowej lub umowie sprzedaży, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.9. OSD zaprzestaje realizacji umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, z dniem wskazanym przez CSIRE w otrzymanym przez OSD powiadomieniu o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.7.10. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej dla URD i zmiany przez OIRE okresu rozliczeniowego dla PPE URD na okres 1 - miesięczny w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych w umowie dystrybucji zmienia się również na okres 1 – miesięczny, o ile w umowie dystrybucji był dłuższy okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych.

A.8. (usunięty)

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji między OSD i sprzedawcami oraz między OSD i OIRE odbywa się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.9.2. Wymiana informacji rynku energii, w tym ich korekta, która dotyczy okresu poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE:

1) objętych IRiESP-OIRE, może odbywać się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE
2) nie objętych IRiESP-OIRE, odbywa się z pominięciem CSIRE, na zasadach określonych przez OSD.

A.9.3. Wymiana informacji rynku energii między OSD i sprzedawcami, o których mowa w pkt A.9.2. ppkt 2) odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny OSD, zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji” (SWI OSD), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

A.9.4. W przypadku wymiany informacji, które nie są objęte pkt A.9.2. ppkt 2) oraz SWI OSD, OSD określa sposób ich wymiany w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

A.9.5. Dedykowany system informatyczny OSD, o którym mowa w pkt A.9.3. nie służy do wymiany informacji rynku energii objętych IRiESP-OIRE w czasie niedostępności CSIRE.

A.9.6. O zmianie SWI OSD, OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7., na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD.

W przypadku, gdy zmiany SWI OSD wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7., o terminie wejścia w życie zmian SWI OSD, które wynikają z tych zmian prawnych.

A.9.7. Zgłoszenia oraz powiadomienia dotyczące procesów rynku energii objętych IRiESP-OIRE, które wpłyną do OSD po dacie uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będą przez OSD odrzucane.

A.9.8. OSD nie ponosi odpowiedzialności za nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz niewłaściwe przetwarzanie informacji i danych przekazanych przez OSD do OIRE.

A.9.9. Wymiana pomiędzy OSD, a OSDp danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRiESD OSDp. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSD i podmiotami określonymi w TCM, a OSDp służą systemy informatyczne OSDp.

A.9.10. W przypadku, gdy wymiana informacji pomiędzy OSD, a sprzedawcami lub POB_Z wymaga przekazania dodatkowych informacji, których wymiana nie jest możliwa za pośrednictwem CSIRE, wówczas wymiana informacji następuje zgodnie z SWI OSD lub w trybie określonym w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.5., A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP I USŁUGI IZP

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej OSD.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

Usługa IZP polega na zwiększeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,
2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP i usługa IZP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP lub usługi IZP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku, gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. **Certyfikacja ORed**

A.10.2.1. **Postanowienia ogólne**

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące kryteria:

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

A.10.2.1.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP lub usługę IZP są przyłączone inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

A.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp,

   OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.

2) OSDp we współpracy z OSD - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSD, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp;

   OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

3) OSD we współpracy z OSDp – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp.

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSD i przekazuje do upoważnionego przez OSD OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP i usłudze IZP (dalej „system IP DSR") oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora

ORed. W tym przypadku OSD przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSD i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSD odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

OSD wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSD otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSD połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSD przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

A.10.2.1.5. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a Ustawy.
2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. OSD oraz OSDp jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1) lub
2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5 ppkt 1) lub

3) odpowiednio OSD albo OSDp pozyska informację wskazującą, że przyczyna niewydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia ppkt 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSD informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie niewydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną niewydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
2) OSD – jeśli ORed posiada PPE wyłącznie w sieci dystrybucyjnej OSD.

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

A.10.2.3.3. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.2.1.2.;
5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji;
6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),

b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),

d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,

g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSD w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;

7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

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

A.10.2.3.4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;

4) spełnienia kryteriów, o których mowa w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., jest pozytywny, wówczas OSDp albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSD, dany OSD w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.3.4. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego OSDp.

OSD przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSD wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSD przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej.

Na każde żądanie OSDp, OSD dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) albo kopie tych dokumentów poświadczone przez upoważnionego przedstawiciela OSD.

OSD odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSD.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSD, OSD przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia kalendarzowego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie;
2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp;
3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt A.10.2.4.5. zdanie trzecie;
4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i OSD zlokalizowany jest dany PPE);
5) Datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a);
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt A.10.2.2.3. i A.10.2.3.4, OSD albo OSDp upoważniony przez OSD, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego

upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny".

A.10.2.4.4. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny". W celu uzyskania statusu „ORed aktywny", wymagane jest dostarczenie do OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a) OSD do OSDp i OSDp do OSP,
   b) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
3) Oświadczenia:
   a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
   b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
   c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
   d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
   e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSD w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSD, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSD. Następnie OSD informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

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

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.10.2.4.7. Odpowiednio OSD albo OSDp upoważniony przez OSD, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) Gdy OSD albo OSDp pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.; OSD przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR;
2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSD albo OSDp informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia Certyfikatu dla ORed uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP lub usługi IZP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp do OSP.

A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. odpowiednio OSD albo OSDp upoważniony przez OSD aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie do odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.10.2.4.9. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

A.10.2.4.10. OSDp i OSD, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie do formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6.

A.10.3 Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

A.10.3.1. Udostępnianie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

OSDp po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie *d+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.3.8. – A.10.3.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w pkt A.10.3.5.

A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.10.3.5. OSD, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania do OSDp danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *d*), o którym mowa w pkt A.10.3.7., w terminie do doby *d+2*,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 kalendarzowego dnia miesiąca *m+1*,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.9., za miesiąc *m*, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

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

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.3.6. OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.6., dla doby *d* są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby *d+1* do doby *d+4*.

A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca *m*, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym *m+1*. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD dokonuje OSD i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+1*.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu kalendarzowym miesiąca *m+1* poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym *m+1*, OSDp do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt A.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSDP i dalej do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc *m+2* i *m+4* (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+2* i *m+4.*

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+2* i *m+4* poprzez wysłanie do OSDp i dalej do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

A.11.1.1. DUB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

1) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub
2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z OSD umowy, o której mowa w pkt A.4.3.14.

A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $_{FZ}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,
2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $_{AFD}$MB, o których mowa w pkt A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. OSD:

1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,
2) współpracuje z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

OSD uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSD a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną OSD, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do

kwalifikacji usług bilansujących do OSD, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. OSD, we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,
2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,
3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:
   a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,
   b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,
4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku, gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,
5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

OSD może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. OSD przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji OSD wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez OSD, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach OSD przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.11.3.2. OSDp przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.

A.11.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

OSDn przekazuje OSDp dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URDo, URDw oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci dystrybucyjnej OSD. Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URDo nie będącymi URDo w gospodarstwie domowym. Wzór wniosku opracowuje OSD i publikuje na stronie internetowej OSD.

OSD udostępnia dwa rodzaje wniosków:

1) wniosek, na podstawie którego przygotowywana jest umowa dystrybucji i wysyłana URD_O do podpisu,
2) wniosek, który po podpisaniu przez URD_O i przyjęciu przez OSD staje się umową dystrybucji, bez potrzeby składnia dodatkowych podpisów – wniosek przeznaczony jest tylko dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej.

W przypadku złożenia przez URD_O wniosku, o którym mowa w ppkt 2), z chwilą jego pozytywnej weryfikacji przez OSD, następuje zawarcie umowy dystrybucji, bez potrzeby składania dodatkowych oświadczeń. Umowa dystrybucji zostaje zawarta na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy dystrybucji wraz z załącznikami, zamieszczonego na stronie internetowej OSD.
b) Taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD.
c) dotychczasowej umowy kompleksowej albo umowy dystrybucji w zakresie warunków technicznych świadczenia usługi dystrybucji, w tym mocy umownej oraz grupy taryfowej.

OSD w terminie do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ppkt 2), wysyła do URD_O potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucji, na adres wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy.

URDo, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania umowy dystrybucji może odstąpić od tej umowy, w szczególności, gdy nie akceptuje warunków technicznych umowy.

W przypadku odstąpienia od umowy dystrybucji, URD_O ma obowiązek zapłacić OSD za spełnione świadczenia od dnia, kiedy umowa dystrybucji zaczęła być realizowana, do chwili poinformowania o odstąpieniu od umowy.

B.2. W przypadku złożenia przez URD_O wniosku opisanego w pkt B.1. ppkt 1), OSD w terminie:

1) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż określone w lit. a) oraz zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż w ppkt 1)

wysyła do URD_O:

a) parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji albo
b) umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy przez URDo w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URDo w gospodarstwie domowym, OSD w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia tego wniosku wysyła informację o negatywnej weryfikacji na adres wskazany we wniosku.

Podpisana jednostronnie przez URDo umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez OSD i uzgodnionej przez OSD i URD_O, powinna być dostarczona OSD przed zgłoszeniem przez sprzedawcę umowy sprzedaży energii elektrycznej do CSIRE.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD_O w gospodarstwie domowym zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, OSD zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

B.3. OSD powiadamia CSIRE o zawarciu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, która będzie realizowana od dnia wskazanego w tym powiadomieniu.

Świadczenie usług dystrybucji przez OSD będzie realizowane wraz z:

1) umową sprzedaży energii elektrycznej, albo
2) umową sprzedaży rezerwowej,

pod warunkiem otrzymania przez OSD z CSIRE odpowiedniego komunikatu, zgodnie z IRIESP-OIRE.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSD dla URD_O posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSD, a sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy kompleksowej z URD_O przez wybranego sprzedawcę, z dniem przypisania umowy kompleksowej następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE umowy o świadczenie usług dystrybucji

energii elektrycznej i z tym dniem następuje rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa IRiESP-OIRE.

B.7. Dla URD_O posiadającego umowę kompleksową nie będącego URDo w gospodarstwie domowym, który chce zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD_O wraz z powiadomieniem CSIRE, o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD_O (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD oraz na PWI) obejmującego zgodę URD_O na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,

b) Taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,

c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z Taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa w lit. a)

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD_O, a OSD następuje bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń z dniem przypisania w CSIRE do PPE umowy sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonej zgodnie z pkt D.2.

W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia OSD wysyła do URD_O potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_O będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucyjną bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URD_O będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_O żąda rozpoczęcia świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni kalendarzowych na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem OSD, liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD_O zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie OSD sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD oryginału oświadczenia URDo albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania, w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone sprzedawcy.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między OSD a sprzedawcą.

OSD informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej OSD, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez OSD nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej OSD, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez OSD.

B.8. W przypadku przypisania przez OSD w CSIRE do PPE umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z URD_O, z dniem jej przypisania następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE dotychczasowej umowy kompleksowej i z tym dniem OSD przestaje realizować umowę kompleksową.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej z OSD.

Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_W oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD oraz wprowadzonej do tej sieci z URD_O wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, z wyłączeniem:

1) Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE,
2) URD_O w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt A.3.15.

B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.12 OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art.12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z OSD.

B.13. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

C.1.1. OSD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $_F$MB przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będącą w posiadaniu OSD jako POB_{OSD}.

OSD może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów w całości lub w części innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości energii dla potrzeb rozliczeń m. in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

a) eksploatacja i rozwój systemu pomiarowego służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,

b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,

c) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,

d) przekazywanie CSIRE danych pomiarowych, w tym skorygowanych danych pomiarowych na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w IRiESP-OIRE,

e) agregację i udostępnianie OSP, POB_Z i sprzedawcom zagregowanych ilości energii elektrycznej przypisanej do poszczególnych MB i MDD wyznaczane na potrzeby realizacji rozliczeń na RB oraz udostępnianie sprzedawcom i POB_Z danych profilowych wykorzystanych do wyznaczenia danych zagregowanych MDD i MB,

f) przekazywanie OSP, danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB, w formie i trybach określonych w WDB,

g) udostępnianie sąsiednim OSD danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB,

h) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez uprawnione podmioty, dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez system pomiarowy. OSD pozyskuje te dane w postaci:

a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu,

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

OSD pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,

2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD, a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

Przekazane przez OSD dane pomiarowe do CSIRE na godzinę 00:00:00 traktuje się jako kończące okres pomiarowy dla doby poprzedniej i rozpoczynające okres pomiarowy dla doby kolejnej; dane pomiarowe OSD przekazane do CSIRE na inną godzinę doby traktuje się w rozliczeniach tak, jakby były one zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy na koniec tej doby.

C.1.4. OSD wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt C.1.2. lit. c) i C.1.2.lit. e), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzoną do tej sieci.

C.1.5. OSD wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:

a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub

b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub

c) zastępczych danych pomiarowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych lub

d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez OSD danych pomiarowych, OSD wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.

C.1.7. OSD wyznacza zastępcze dane pomiarowe:

1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:

   a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub

   b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;

2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

OSD wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub

2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie

wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSD, OSD wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.

C.1.9. Dane pomiarowe lub informacje rozliczeniowe GUD-K, podmiotów dla których OSD świadczy usługę dystrybucji są im udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRIESP-OIRE.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB OSD wyznacza i udostępnia dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania i pomiarowo-rozliczeniowe, dla:

1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
2) POB_Z jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców,
3) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

Dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania, podmiotów dla których OSD świadczy usługę dystrybucji, są udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSD nie udostępnia:

a) Sprzedawcom - danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K,
b) URD - danych pomiarowych, za wyjątkiem udostępniania danych pomiarowych o zużyciu energii elektrycznej w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucji.

Dane pomiarowe i informacje rozliczeniowe GUD-K są udostępniane sprzedawcom i URD przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych OSD w procesie wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych do CSIRE może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

   i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, OSD przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. b) i c).
2) URD, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,

b) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSD przekazuje sprzedawcy CSIRE skorygowane dane pomiarowe. OSD dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.14. URD, Sprzedawcy, OSDn oraz POB_Z mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K, na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. OSD wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.16. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to OSD ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem zasad wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych określonych w IRiESD.

C.1.17. Dane pomiarowe na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz,

2) pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

C.1.18. OSD może dla okresu po m+15 dokonać korekty godzinowych danych pomiarowych lub danych pomiarowych zgodnych z okresem rozliczenia niezbilansowania, a także rozliczeń usług dystrybucji lub informacji rozliczeniowych GUD-K realizowanych na podstawie ww. danych pomiarowych. W przypadku, gdy korekty dotyczą danych przekazanych do CSIRE, korekty te zostaną również zgłoszone do CSIRE.

C.1.19. OSD przekazuje do CSIRE informację, że w danym PPE istnieje możliwość wykorzystania LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, poprzez atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO", którego wartość będzie równa „true".

C.1.20. Atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO" równy „true" OSD przekaże do CSIRE, jeżeli od następnego dnia po instalacji LZO na sieci lub w przypadku, gdy nastąpiła zmiana atrybutu z „true" na „false", przez okres kolejnych, następujących po sobie 7 dni kalendarzowych, wskaźnik W_{pA+} osiągnął wartość równą lub wyższą 90% kompletności profilu energii czynnej na kierunku pobór (A+), liczone na godz.: 9.00 w dobie „n+1", dla doby „n",

W_{pA+} - dobowy wskaźnik skuteczności odczytu danych profilowych, tj. wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych profilowych 15 min z licznika LZO dla doby „n" jest obliczany zgodnie z wzorem:

$$W_{pA+} = Id_{LZOp} / 96$$

gdzie:

W_{pA+} - wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych profilowych 15 min dla energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n" z LZO,

Id_{LZOp} - liczba danych profilowych kompletnie odczytanych 15-minutowych energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n" z LZO.

C.1.21. Zmiana atrybutu charakterystyki PP - „Komunikacja LZO" z „true" na „false" następuje jeżeli przez okres kolejnych następujących po sobie 30 dni kalendarzowych, w dobie „n+30" o godz. 9:00, wskaźnik W_{pA+} wyznaczony analogicznie jak w pkt C.1.21. ani razu nie osiągnął wartości równej lub wyższej 90%.

C.1.22. W dniu instalacji lub wymiany LZO na inny LZO w PPE w dobie „n", LZO może posiadać domyślnie atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO" równy „false" w okresie nie dłuższym niż do ostatniego dnia trzeciego miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym zainstalowano LZO, jeżeli brak komunikacji z LZO wynika z winy OSD.

C.1.23. W przypadku, gdy w PPE jest już wykorzystywany LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO" równy „false" nie powoduje zmiany warunków obowiązującej umowy kompleksowej.

C.1.24. OSD przekazuje do CSIRE dobowy profil zużycia dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN na RB.

C.1.25. W przypadku korekty danych pomiarowych obejmujących okres przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, dobowy profil zużycia może być przekazywany dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, jaki występował w dacie, której te dane dotyczą.

C.1.26. Przekazywany przez OSD do CSIRE dobowy profil zużycia dla PP może wystąpić w postaci:

1) Profilu rozliczeniowego, który jest profilem obligatoryjnym dla każdego obsługiwanego przez OSD PP. Profil rozliczeniowy może stanowić podstawę do dokonania rozliczeń za energię elektryczną lub świadczone usługi i może uwzględniać dodatkowe doliczenia oraz odliczenia wynikające ze specyfiki danego PP, które są niezbędne do tych rozliczeń.
2) Profilu pomiarowego, który jest profilem opcjonalnym zawierającym dane pomiarowe bez uwzględnienia dodatkowych doliczeń lub odliczeń wpływających na ten profil, a wynikających ze specyfikacji danego PP."

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB_{ZSU} (METODA ROCZNA)

C.2.1 Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wymaga realizacji następujących działań:

1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD;
2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze OSD, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU};
3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD POB_{ZSU};

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD (E_{hJBOSp}) odbywa się poprzez:

1) Wykorzystanie następujących wielkości:
   a) planowanego grafiku godzinowego zapotrzebowania obszaru (E_{hZAPw}) wyznaczonego według następujących zasad.

      OSD dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczna jako średnią z trzech wielkości dobowo-godzinowych z uwzględnieniem:

      - salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSDp (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci OSD (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy);
      - kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych;
      - trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci.

   b) planowanego sumarycznego wolumenu JB_{OS} (E_{JBOSp}) wyznaczonego w oparciu o wykonanie rzeczywiste wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7 z ostatnich 3 lat oraz przeprowadzonej analizy;
   c) współczynnika procentowego udziału strat jałowych (jW) wyznaczonego na podstawie rzeczywistego wykonania z 3 ostatnich lat, który jest odzwierciedleniem strat napięciowych w sieci OSD.

2) Zastosowanie poniższego wzoru:

$$E_{hJBOSp}=E_{hSTRjp}+E_{hSTRop}$$

   gdzie:

   E_{hJBOSp} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS}

   E_{hSTRjp} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych w sieci OSD

   E_{hSTRop} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat obciążeniowych w sieci OSD

   Planowany grafik godzinowy dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD, jest sumą dwóch wielkości:

   a) E_{hSTRjp} - planowanego godzinowego wolumenu $JB_{O}S$ wynikającego ze strat jałowych w sieci OSD, który stanowi cześć planowanego godzinowego wolumenu JB_{OS} odzwierciedlającego straty napięciowe w sieci OSD, wyznaczonego według wzoru:

$$E_{hSTRjp}=(jW\times E_{JBOSp})/H$$

      gdzie:

      E_{hSTRjp} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych w sieci OSD

      E_{JBOSp} - planowany wolumen JB_{OS}

      jW - współczynnik procentowego udziału strat jałowych wyznaczony z godnie z punktem C.2.2.1)

      H - liczba godzin w danym roku

Godzinie straty jałowe wyznacza się z dokładnością do 1 MWh i jest to wartość stała w całym roku kalendarzowym.

b) E_{hSTRop} − planowanego godzinowego wolumenu JB_{OS} wynikającego ze strat obciążeniowych w sieci OSD, który stanowi cześć planowanego godzinowego wolumenu JB_{OS} odzwierciedlającego straty prądowe w sieci OSD, wyznaczonego według wzoru:

$$E_{hSTRop} = \frac{(E_{hZAPw} - E_{hSTRjp})^2}{\sum_{h=1}^{H}(E_{hZAPw} - E_{hSTRjp})^2} \times (E_{JBOSp} - \sum_{h=1}^{H} E_{hSTRjp})$$

gdzie:

E_{hSTRop} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat obciążeniowych w sieci OSD

E_{hZAPw} - planowany godzinowy wolumen zapotrzebowania obszaru OSD wyznaczony zgodnie z punktem C.2.2.1)

E_{JBOSp} - planowany wolumen JB_{OS}

E_{hSTRjp} - planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych w sieci OSD

H - liczba godzin w roku

Ustala się, że:

- kształt planowanego grafiku godzinowego różnicy bilansowej OSD jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
- planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustalaną przez OSD przed rozpoczęciem tego okresu,
- OSD do końca października, udostępnia POB_{ZSU} i sprzedawcy z urzędu, planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JB_{OS}.

C.2.3. Określenie zagregowanej ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt C.1.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa OSD według następujących zasad:

1) Wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *n-tej* Dobie handlowej, wyznaczona od *n+1* do *n+4* Doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD, o którym mowa w pkt C.2.2.,
2) Ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. według planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej OSD, o której mowa w pkt C.2.2.

C.2.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

$$E_{POB\_ZSU} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSD}^{+/-} + E_{URB\_OK}^{+/-} + E_{URD\_W}^{+/-} - E_{URD\_P}^{+/-} - E_{RB\_OSD} - E_{URD\_P}$$

gdzie:

$E_{OSP}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym

$E_{WYT}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym

$E_{OSD}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym

$E_{URB\_OK}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez uczestników rynku bilansującego typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym

$E_{URD\_W}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci OSD przez URD_W oraz URD_{ME}, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego

$E_{URD\_P}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej pobrana z sieci USD przez URD, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego

E_{RB_OSD} ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej OSD, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7 za zakończony rok kalendarzowy

E_{URD_P} ilość energii elektrycznej pobrana z sieci OSD przez URD, dla których POB_{ZSU} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami WDB, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD.

C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:

1) OSD po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
2) Korekta ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczona przez OSD, zgłaszana jest na Rynku Bilansującym i / lub do POB_{ZSU} i sprzedawcy z urzędu celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku, z zastrzeżeniem pkt C.2.10.

C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: *m+2, m+4, m+8* oraz *m+15*, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} i JB_{OS} OSD wyznaczone w miesiącu *m* dla miesiąca *m+15* uznawane są za ostateczne.

C.2.10. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczone w pkt C.2.7.2), zgłaszane są do sprzedawcy z urzędu i stanowią podstawę rozliczeń pomiędzy OSD oraz sprzedawcą z urzędu.

C.3. ZASADY STOSOWANIA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH WYKORZYSTYWANYCH DO PRZEDPŁATOWEJ FORMY ROZLICZEŃ

C.3.1. Prowadzenie przedpłatowej formy rozliczeń na PPE może być realizowane wyłącznie w ramach umowy kompleksowej.

C.3.2. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE rozpoczęcie przedpłatowej formy rozliczeń może być realizowane wyłącznie dla LZO, na zasadach określonych w IRiESP-OIRE.

C.3.3. PPE nieposiadające LZO, dla którego przedpłatowa forma rozliczeń rozpoczęła się przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, OSD do czasu zainstalowania LZO, obsługuje takie PPE w sposób analogiczny, jak inne PPE nieposiadające LZO.

C.3.4. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE zmiana sprzedawcy dla PPE, dla którego jest lub ma być realizowana przedpłatowa forma rozliczeń, może być realizowana wyłącznie dla PPE posiadającego LZO, dla którego OSD określi w CSIRE atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO" równy „true".

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ OSD DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I UMÓW KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Przypisanie sprzedawcy do PPE zgodnie z zawartą umową sprzedaży energii elektrycznej, jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego PPE w CSIRE umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej z OSD, bez względu na kolejność zawarcia tych umów.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać wymagania określone odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD na dzień złożenia powiadomienia w CSIRE.

D.1.4. Do jednego PPE równocześnie może być przypisana w CSIRE tylko jedna z umów: umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa.

D.1.5. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD przekazuje do CSIRE wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych lub zastępczych danych pomiarowych.

D.1.6. Zmiana sprzedawcy realizowana jest poprzez CSIRE zgodnie z procedurą zmiany sprzedawcy, o której mowa w pkt D.2.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 1 dzień kalendarzowy oraz nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej dla URD, informuje OIRE o planowanej dacie zakończenia umowy sprzedaży albo umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

D.1.8. Wymiana informacji rynku energii między OSD i sprzedawcami odbywa się wyłącznie poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

D.1.9. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

D.1.10. OSD może zgłosić zakończenie:

1) umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej w przypadku zaniechania obowiązków sprzedawcy wynikających z realizacji umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez sprzedawcę,
2) bilansowania handlowego dla pojedynczego PP lub bilansowania handlowego dla wszystkich PP danego sprzedawcy w przypadku zaniechania obowiązku POB_Z wynikającego z realizacji umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez POB_Z.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD

D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt D.1.

D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

Umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OIRE o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanej dacie przypisania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej do PPE w CSIRE. Powiadomienie składa się, poprzez CSIRE:

1) w przypadku umowy kompleksowej - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
3) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej jest przypisana do PPE w CSIRE - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
4) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej jest zawierana zgodnie z pkt B.7. - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 3 dni kalendarzowe, względem daty określonej w tym powiadomieniu.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży albo umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, zgłoszenia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument lub ww. osoba fizyczna, nie złożyli żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem ww. terminu na odstąpienie od umów.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OIRE o zawarciu umowy kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym, w przypadku, gdy umowa ta została zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa.

D.2.5. Dokonanie powiadomienia OIRE, o którym mowa w pkt D.2.4., w imieniu URD przez sprzedawcę wynika z posiadanego przez niego umocowania URD do dokonania tego powiadomienia.

D.2.6. Weryfikacja powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., odbywa się przez OIRE w CSIRE.

D.2.7. Zmiana sprzedawcy następuje w terminie wynikającym z Ustawy.

D.2.8. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.

D.2.9. Rozpoczęcie przez OSD świadczenia usług dystrybucji dla nowo przyłączanych URD, następuje nie wcześniej niż z dniem:

1) wskazanym w komunikacie OIRE do OSD będącym powiadomieniem o nowej umowie - dotyczy URD_O oraz URD_W i URD_{ME}, którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez sprzedawcę,
2) wskazanym w komunikacie OIRE do OSD będącym powiadomieniem o zmianie POB_Z - dotyczy URD_W i URD_{ME} , którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez POB_Z.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie, IRiESP-OIRE oraz WDB.

E.2. POB_Z jest ustanawiany przez:

a) Sprzedawcę, który posiada zawartą z OSD umowę, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
b) URD_W, przyłączonego do Sieci Dystrybucyjnej OSD, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
c) URD_{ME} przyłączonego do Sieci Dystrybucyjnej OSD, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB.

Ustanawianie lub zmiana POB_Z odbywa się w CSIRE, poprzez dokonanie powiadomienia do CSIRE przez nowego POB_Z.

W przypadku URD_O POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.3. Za bilansowanie handlowe:

1) URD_O przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD,

2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

3) URD_{ME} przyłączonego do sieci OSD, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

odpowiedzialny jest POB_Z, który został przypisany dla ww. URD w CSIRE.

E.4. Proces zmiany POB_Z odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany przez OIRE w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

E.5. Po otrzymaniu przez OSD komunikatu z CSIRE o przypisaniu w CSIRE POB_Z do PPE, OSD przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, z uwzględnieniem, że:

1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB,
3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

E.6. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

1) sprzedawcy,
2) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,
3) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego POB_Z przypisanego w CSIRE do sprzedawcy rezerwowego.

E.7. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

1) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
2) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas ten URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z OSD, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSD, a OSD ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do przekazania komunikatu do CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, o dacie zaprzestania działalności na RB. Komunikat przekazuje się do CSIRE, nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem ww. daty zaprzestania działalności, określonej w tym komunikacie.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD

F.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

1) na stronie internetowej OSD,
2) w IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD,
3) w punktach obsługi klienta.

F.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji URD może złożyć zapytanie następującymi drogami:

1) osobiście w punkcie obsługi klienta,
2) listownie na adres OSD,
3) pocztą elektroniczną,

4) za pośrednictwem strony internetowej OSD,
5) telefonicznie.

OSD udziela URD odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że URD wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

F.4. OSD informuje URD o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

9) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
10) ogólnych zasadach funkcjonowania RB,
11) procedurze zmiany sprzedawcy,
12) wymaganych umowach,
13) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
14) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie,
15) warunkach świadczenia usług dystrybucji.

F.5. Adresy pocztowe, adresy email niezbędne do kontaktu z OSD zamieszczone są na stronie internetowej OSD oraz na fakturach wystawianych przez OSD.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o których mowa w poniżej.

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt G.1. OSD na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,
b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
d) charakteru odbioru (potrzeb, na jakie zużywana jest energia elektryczna),

przydziela odpowiedni profil.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez OSD na potrzeby, o których mowa w pkt C.1.2.

G.3. W przypadku zmiany parametrów dla danego PPE, o których mowa w pkt G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu dla danego PPE.

G.4 Dla URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, standardowe profile zużycia opracowano dla następujących grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie OSD, zatwierdzonej przez Prezesa URE:

Profil X – dla odbiorców grupy Gxx

Profil Y – dla odbiorców grupy Cyy

G.5. W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na RB jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinowe ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych przyłączonych do sieci OSD:

Tabela T.1.

Godzina	
1	2,2
2	2,2
3	2,2
4	2,2
5	2,2
6	2,2
7	2,4
8	3,1
9	4,6
10	5,9
11	6,2
12	6,2
13	6,3
14	6,3
15	6,2
16	6,1
17	6,0
18	5,8
19	5,6
20	5,0
21	3,9
22	2,7
23	2,3
24	2,3

Liczby w tabeli oznaczają dla każdej godziny procentowy udział dobowego zużycia energii.

W dniu zmiany czasu zimowego na letni pomijana jest wartość dla godziny 2.

W dniu zmiany czasu letniego na zimowy wartość dla godziny 2 wykorzystywana jest dwukrotnie.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową lub poprzez dedykowany system informatyczny OSD) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 10).

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSD umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSD.

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego sprzedawcy.

H.4. OSD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:

1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
3) powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej lub w sposób określony w tych umowach,
4) informowanie na piśmie lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD 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 - URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) trzyletnim wyprzedzeniem - URD 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.
5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.
6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSD dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II 3.2.2.

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy OSD.
8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z OSD.
9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt H.4., realizowane jest w następujący sposób:

1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę poprzez CSIRE do OSD. OSD dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji z CSIRE i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy poprzez CSIRE,
2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje poprzez CSIRE do OSD w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSD bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD niezwłocznie informuje poprzez CSIRE sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji z CSIRE,
3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje poprzez CSIRE OSD w terminie 2 dni roboczych. OSD realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do OSD przez sprzedawcę poprzez CSIRE w terminie 2 dni roboczych. OSD dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej przez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie OSD,
6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca poprzez CSIRE przekazuje OSD w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

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

7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSD bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSD przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSD standardów jakościowych obsługi odbiorców,

b) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt H.5. ppkt 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek, o którym mowa w pkt H.5. ppkt 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

8) bonifikata, o której mowa w ppkt 7) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSD, a sprzedawcą,

9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSD poprzez CSIRE reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSD po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji z CSIRE,

10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej bądź niewykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSD w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSD niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

11) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSD, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSD kopię wniosków, reklamacji i korespondencji z URD, dotyczących spraw, o których mowa w pkt H.5.

Odpowiedzi na wnioski i reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę z wyjątkiem ppkt 10).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD, na adres pocztowy lub dedykowane adresy poczty elektronicznej wskazane na stronie internetowej OSD, z uwzględnieniem pkt H.2. i H.5.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu;

b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;

c) zgłaszane żądanie;

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. a) - d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez OSD.

H.8. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) określonym w pkt H.5. - jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,

b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD - jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSD usługi dystrybucji, lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanym z inicjatywy OSD,

c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od CSIRE - jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,

d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,

e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSD we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej, dokonanych z inicjatywy OSD, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

a) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. a) – w sposób określony w H.5.,

b) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) - w sposób określony w pkt H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;

b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;

c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany: na adresy, o których mowa w pkt H.6., odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

a) w przypadkach o których mowa w pkt H.8. ppkt a) – w sposób określony w pkt H.5.,
b) w przypadkach o których mowa w pkt H.8. ppkt b) - e) – w sposób określony w pkt H.2.

H.11. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:

a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej albo
b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.12. Sprzedawcy oraz POB_Z mają prawo wystąpić z reklamacją do OSD o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K za pośrednictwem CSIRE.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

I.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:

a) ograniczenia elektrowniane,
b) ograniczenia sieciowe.

I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
c) działanie siły wyższej,
d) realizację polityki energetycznej państwa.

I.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych,
d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

I.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:

a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;
b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;
c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK;
e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.

I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp do którego sieci jest przyłączony.

I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

J. POSTANOWIENIA PRZEJŚCIOWE

J.1 W związku z wejściem w życie ustawy z dnia o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem Centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) i innych ustaw (dalej: Ustawa) Dz. Ust. z 2025 r. poz. 759 wprowadza się okres przejściowy w stosowaniu przepisów niniejszej IRiESD w zakresie dotyczących korzystania z CSIRE.

J.2 OSD przystąpi do CSIRE w czwartym oknie czasowym.

J.3 Do dnia określonego w punkcie J.2 wymiana informacji rynku energii odbywać się będzie w sposób dotychczasowy, tj. za pomocą:

a) Platformy Wymiany Informacji (PWI) spółek GK ESV (w zakresie zgłoszeń zmiany sprzedawcy),
b) Serwera ftp, w formacie danych określonym w punkcie A.5.6 (w zakresie danych pomiarowych),
c) Komunikacji mailowej zgodnie z uprawnieniami osobowymi określonymi w GUD (GUDk) (w zakresie praw nieobjętych procesami obsługiwanymi w punktach a i b powyżej).

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

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

OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
GPO	Główny Punkt Odbioru
GPZ	Główny Punkt Zasilania
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-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JB	Jednostka bilansowa
JB_{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
$_{AFD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone

usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{F}$MB Fizyczne MB

$_{FD}$MB $_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{FZ}$MB $_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB

$_{W}$MB Ponadsieciowe (wirtualne) MB

MB_{AH} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej

MB_{AI} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej

MB_{AM} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej.

MB_{AO} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory.

MB_{AW} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplnej.

MB_{AZ} $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej

MB_{O} $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_{O}, reprezentujących odbiory energii elektrycznej

MB_{OSD} $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV

MB_{W} $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_{W} lub URD_{ME}, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej

MD Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej

MDD Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego

nJWCD Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP

NN Najwyższe napięcia

nN Niskie napięcie

OH Operator handlowy

OHT	Operator handlowo-techniczny
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PPE	Punkt Poboru Energii
PWI OSD	Platforma Wymiany Informacji
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem: $$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$ gdzie: *i – sekwencję wartości Pst*
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami

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

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

SWI OSD Standardy wymiany informacji OSD

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$\mathrm{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

gdzie: *THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,*
u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,
h – rząd wyższej harmonicznej

UCTE Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej

URB Uczestnik Rynku Bilansującego

URB_W Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii

URD Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp

URD_{ME} Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW

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

URD_O Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca

URD_W Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca

URE Urząd Regulacji Energetyki

WDB Warunki dotyczące bilansowania

WIRE System wymiany informacji o rynku energii

WPKD Wstępny plan koordynacyjny dobowy

WN Wysokie napięcie

ZUSE Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943
Charakterystyka PP	Informacje rynku energii dotyczące PP, których zakres określają standardy wymiany informacji CSIRE (stanowiące załącznik do IRiESP-OIRE), z wyłączeniem danych pomiarowych, informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez LZO i poleceń odbieranych przez LZO.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub

	z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: a) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupa przyłączeniowa II – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

c) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV,
d) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
e) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
f) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.

Instalacja odbiorcza Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.

Instalacja odnawialnego źródła energii Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:
a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzanie mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub
b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego,
- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.

Jednostka bilansowa Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.

Jednostka grafikowa Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka odbiorcza Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.

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

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 2016r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez

	Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D. Podział modułów wytwarzania energii: a) moduł wytwarzania energii typu A – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW, b) moduł wytwarzania energii typu B – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW, c) moduł wytwarzania energii typu C – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW, d) moduł wytwarzania energii typu D – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana	Moduł wytwarzania energii: a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110kV, albo c) przyłączony do koordynowanej sieci 110kV inną niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączony, o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z §14 rozporządzenia systemowego.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana	Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik konwencjonalny	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.

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 służącą do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Miejsce dostarczania	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB_Z a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączoną 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.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.

Moc bilansująca Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.

Moc dyspozycyjna Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.

Moc osiągalna Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.

Moc przyłączeniowa Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach piętnastominutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna Moc czynna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci określona:

a) w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) w 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 z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii

Łączna moc znamionowa czynna:

a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,

b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).

Moduł parku energii	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.
Moduł wytwarzania energii	Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.
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.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą 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.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

Obszar OSD	Sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar RB	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 KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek. Do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt. 4 rozporządzenia 2019/943.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSD.

Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatacji, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
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).

Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
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.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
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).
Prosument wirtualny energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi 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.
Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii

	elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995r. o statystyce publicznej.
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, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przekaźnik SCO	Wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, świadczące na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.

Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej OSD.
Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSD.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623, z późniejszymi zmianami).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505 z późniejszymi zmianami).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci

Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Saldo dekrementujące	Liczba wyrażona w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostałą do wykorzystania przez URD_O dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) 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 OSD.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnia w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania OSD, zapewniające URD przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową.

Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku nieprzekazania do CSIRE informacji o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE.
Stacja ładowania	a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy - wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz w przypadku, gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Statyzm	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020r. poz. 1369 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej oraz udostępniany OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).

System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
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 2009r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.
Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej	Dokument opracowany przez OIRE na potrzeby funkcjonowania CSIRE, który nie jest elementem IRiESP-OIRE.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Tryb LFSM-O	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości.
Tryb LFSM-U	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej 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.
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 OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.

Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ 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 o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji (o której mowa w art. 5 ust. 3 Ustawy).
Umowa kompleksowa rezerwowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Umowa sprzedaży energii elektrycznej	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Umowa sprzedaży rezerwowej	Umowa sprzedaży zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Uruchomienie produkcyjne CSIRE	Data określona w Ustawie OIRE, od której OSD rozpoczyna realizację zadań, o których mowa w rozdziale 2d Ustawy.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IZP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.

Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
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.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.

Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza w szczególności z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
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.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE składających się na dany ORed po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalacja odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.
Zastępcze dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.

Załącznik nr 1

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt II.4.1.5 – II.4.1.7. IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazyny energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.

1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.

1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.

1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

1.7. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków.

2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

2.3. OSD koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.

2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.

2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami pkt II.4.5 IRiESD oraz pkt 3 i pkt 9 niniejszego załącznika.

3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełnić wymagania zawarte w pkt II.4.5.5.

3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3.5. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:

a) określonego w pkt 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,

b) określonego w pkt 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.7. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone (dotyczy jednostek remontowanych lub modernizowanych) do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.13. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.

3.14. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej OSD określa w warunkach przyłączenia.

4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na fazę nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych).

W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu

kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt 5.4. i 5.5.

5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10\ \% U_n$,

b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,

c) różnica kąta fazowego – $\Delta \phi < \pm 10°$,

5.5. OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt 5.4.

5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.

5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.

5.8. Wymagania pkt 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w pkt 6 niniejszego załącznika.

6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyleń ±5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.

6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:

a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

b) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,

c) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopołówkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: Plt ≤ 0,6.

6.8. Wymaganie określone w pkt 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie niniejszej IRiESD.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej farmy wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt 8 niniejszego załącznika po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,
b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
d) regulacja napięcia i mocy biernej,
e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
i) testy sprawdzające.

8.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.

8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

8.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać, aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

8.2.1. Farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający pracę w następujących reżimach:

a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością ± 5 %) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

8.2.4. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSD poleci szybkie odciążenie lub jeśli jest to technicznie możliwe dociążenie farmy wiatrowej.

8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

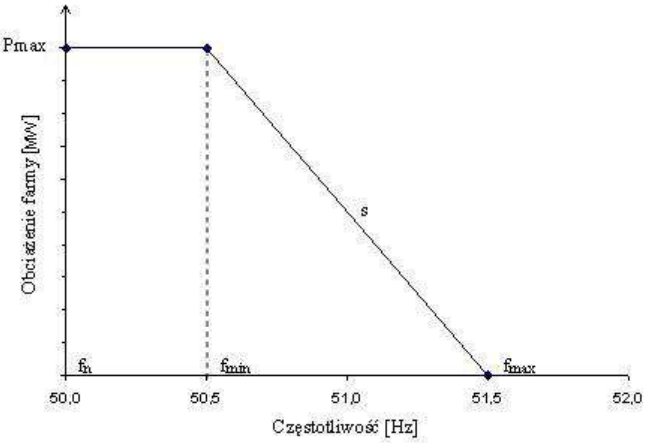
1) Pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych. Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.
2) Ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej).

Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej ±5% Pz (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych.

Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100% do 20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy, ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę.

3) Automatyczną redukcję mocy czynnej przy wzroście częstotliwości.

Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej należy przyjąć 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Symbol	Jednostka	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawianego
f_n	Hz	nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	nie dotyczy
f_{min}	Hz	minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	50÷51 Hz
f_{max}	Hz	maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest zerowa mocy czynnej	51,5	51÷f_{gr} Hz
f_{gr}	Hz	maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	52,5	-
P_{max}	MW	moc farmy wiatrowej z jaką farma pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz	-	-

s	%	statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej		statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną) zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} oraz obciążenia farmy wiatrowej $s=[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

8.2.7. Określona w pkt 8.2.5.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości P=f(df) oraz w sytuacjach zakłóceniowych w systemie w przypadku, gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub jeśli jest to technicznie możliwe dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt 8.2.5. 2) - 3).

8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się, aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5% Pn mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100% do 40% mocy generowanej.

8.2.9. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

8.2.10. OSD z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy $49,5 \le f \le 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy $48,5 \le f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) Przy $48,0 \le f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) Przy $47,5 \le f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

e) Przy f < 47,5 Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) Przy 50,5 < f ≤ 51,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,

g) Przy f > 51,5 Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt 8.3.1.a) i pkt 8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

a) 105 kV ÷ 123 kV – dla sieci 110 kV,

b) ±10 % Un – dla sieci SN.

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

8.3.5. OSD może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. OSD w uzgodnieniu z OSDp i OSP określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej OSD może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt od 8.3.1. do 8.3.6.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika.

8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne, jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie określonych w warunkach przyłączenia warunków napięciowych (w miejscu

przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

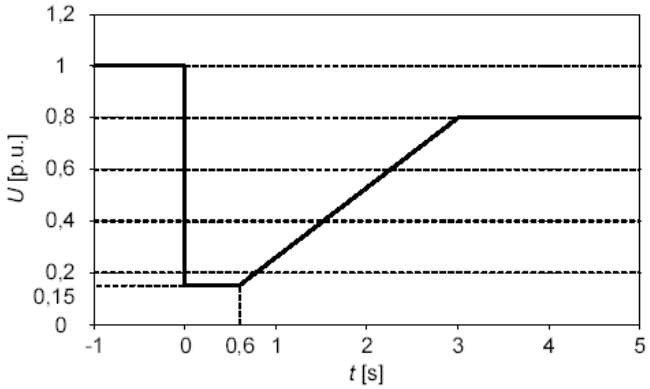
8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy) w pełnym zakresie obciążenia farmy.

8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.

8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżka napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

8.6.2. W niektórych lokalizacjach OSD może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, mocą bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej

krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5% dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.

8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.

8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,
b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.

Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,
b) mocy biernej,
c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
d) współczynnika mocy cosφ,
e) średniej dla farmy prędkości wiatru.

8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110kV,
c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięciu 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.

8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 48 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektowania.

8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

8.9.7. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD określa OSD na etapie projektowania.

8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceniowych. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:

a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,

b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.10. Testy sprawdzające

8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej dostarcza OSD zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z OSD. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSD i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej będące przedmiotem przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,

c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,

d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,

e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego niespełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie

o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne

9.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci OSD powinna umożliwiać OSD monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące tj. falownik lub integrator w przypadku więcej niż jednego falownika, zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą całej mikroinstalacji).

9.1.1.2. Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 9.1.1.1.

9.1.1.3. Urządzenie sterujące o którym mowa w pkt 9.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od OSD poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych OSD.

9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

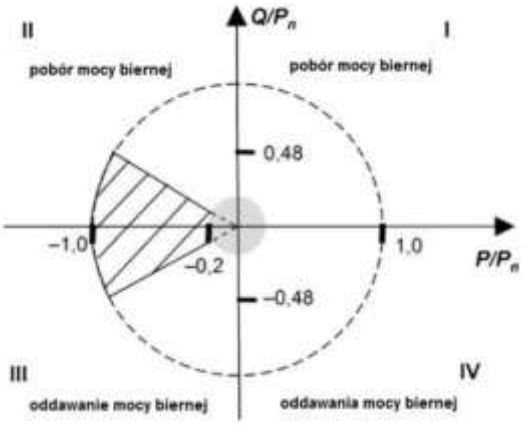
9.1.2.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSD w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos\phi=0{,}9_{ind}$ do $\cos\phi=0{,}9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 2.



Rys. 2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.2.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej - Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,

b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb cos ϕ (P)), jako tryb alternatywny,

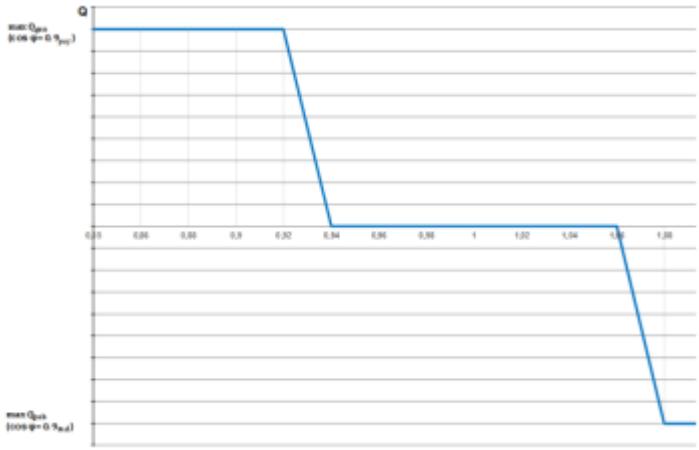
c) cos ϕ stałe, nastawiane w granicach od cos ϕ = $0{,}9_{ind}$ do cos ϕ =$0{,}9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie OSD. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

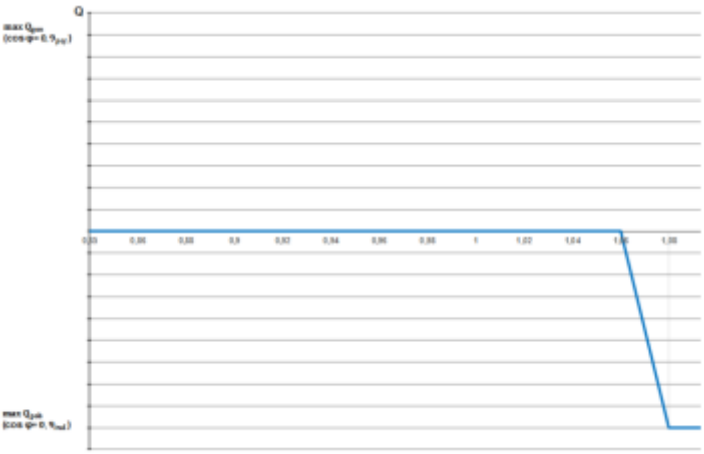
9.1.2.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między OSD, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSD

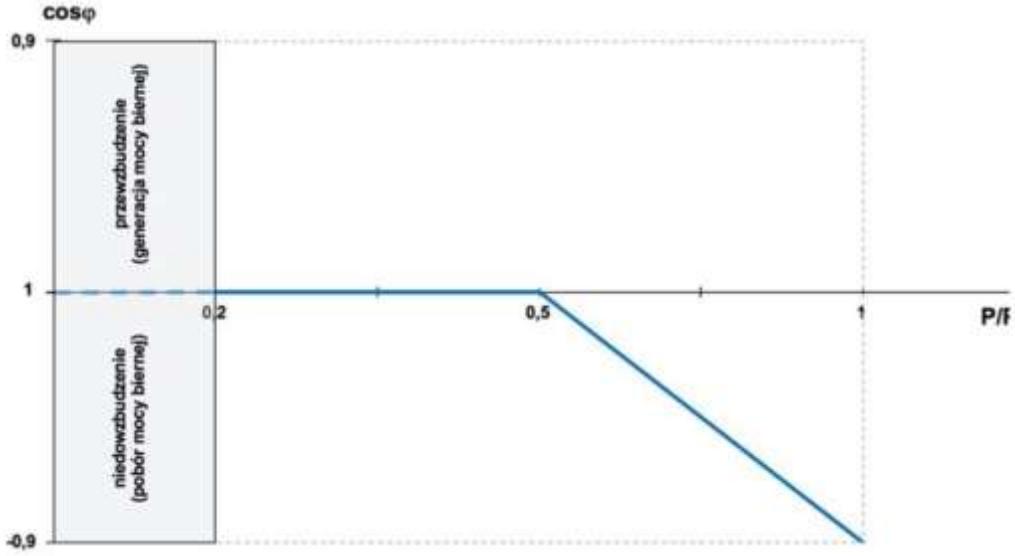


Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSD

9.1.2.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - cos ϕ (P):

W trybie cos ϕ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5.

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy cos ϕ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSD

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.3.1. Mikroinstalacja powinna być przystosowana do zdalnego sterowania przez OSD w zakresie zaprzestania generacji mocy czynnej.

W przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW powinna ona być przystosowana do ograniczenia jej pracy lub odłączenia od sieci przez OSD.

Dla realizacji powyższych wymagań, mikroinstalacja powinna być wyposażona co najmniej w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC.

9.1.3.2. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się, aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 U_n. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń.

9.1.4.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń – zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez OSD, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U_{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-

[1)] 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

9.1.4.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

9.1.5. Jakość energii. Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

a) nazwę producenta lub znak firmowy,
b) określenie typu lub numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,
c) moc znamionową,
d) napięcie znamionowe,
e) częstotliwość znamionowa,
f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu,
g) oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do OSD.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

Pn [kW]	**Pn ≤ 3,68**	**3,68 < Pn ≤ 10**	**10 < Pn ≤ 50**
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSD	-	-	Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy f >50,2 Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	tak		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i cos ϕ (P)	tak		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	tak		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energie elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności

ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami OSD. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy OSD należy zapewnić możliwość:

1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, niezależnie od własności tego wyłącznika).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRiESD.

11.1.4. OSD albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSD. OSP przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną) może za pośrednictwem służb dyspozytorskich

OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSD.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)

11.2.1. OSD albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, niezależnie od własności tego wyłącznika, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSD. OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSD, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD.

11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1.- 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

11.2.3. Postanowienia pkt 11.2.1 – 11.2.2. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy OSD.

Załącznik nr 2

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

Cześć A Istotne postanowienia GUD-K

GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:

   1) IRiESD,

   2) WDB,

   3) IRiESP-OIRE

   4) Taryfa OSD,

   a także akty prawa powszechnie obowiązującego.

2. IRiESD stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB obowiązują OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K zgodnie z GUD-K. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że OSD powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K.

3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:

   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD, a OSP,

   2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą, a URD,

   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie,

   4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z, a OSP,

   5) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy OSD a OIRE,

   6) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE.

4. OSD wstrzymuje realizację GUD-K w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD-K bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD-K:

1. Na mocy GUD-K OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

2. GUD-K wraz z IRiESD i Taryfą OSD określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:

   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów kompleksowych,

2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania OSD i sprzedawcy w tym zakresie,
3) zasady wyłączania z zakresu GUD-K tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane,
4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB,
5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych,
6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD,
7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową,
8) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań,
9) obowiązki OSD i sprzedawcy w zakresie obsługi URD,
10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSD i sprzedawcą,
11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe,
12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K,
13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. OSD zobowiązuje się w szczególności do:

1. Przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach kompleksowych,
2. Realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami kompleksowymi,
3. Dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych,
4. Odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci OSD przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2,
5. Pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych, a także informacji rozliczeniowych GUD-K lub informacji o rozliczeniu dodatkowym zgodnie z IRiESD oraz Taryfą OSD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB.
6. Wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD,
7. Rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu URD,
8. Niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji,
9. Udzielania sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji na zasadach określonych w GUD-K oraz IRiESD,

10. Wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD,
11. Terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K,
12. Powiadamiania o zmianie Taryfy OSD oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD,
13. Przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy OSD, nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE,
14. Zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K, na zasadach określonych w GUD-K,
15. Informowania OIRE o przyłączeniu do sieci OSD mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. Zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB. Dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 2.
2. Uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w charakterystyce PP oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji wynikających z IRiESD oraz GUD-K.
3. Udzielania na wniosek OSD informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji.
4. Terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K.
5. Ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K.
6. Przekazywania poprzez CSIRE do OSD, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy.
7. Niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD.
8. Zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K, na zasadach określonych w GUD-K.
9. Informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD.
10. Niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez OSD usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD.
11. Niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania OSD informacji o danych kontaktowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej URD na potrzeby otrzymywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze

energii elektrycznej URD oraz adresie poczty elektronicznej lub numerze telefonu komórkowego URD na potrzeby otrzymywania powiadomień o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej – poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w Załączniku do GUD-K.

12. Niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez OSD, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie OSD.

13. Zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
    1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy OSD,
    2) informacji dla URD o gromadzeniu i przetwarzaniu ich danych osobowych przez OSD w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez OSD odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
    3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSD wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom OSD dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej OSD, odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
    4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy URD nowo przyłączonych,
    5) poinformowania URD, że OSD ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez OSD, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
    6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD.

V. Odniesienie do IRiESD, IRiESP-OIRE, TSKB oraz Taryfy OSD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych, informacji rozliczeniowych GUD-K lub informacji o rozliczeniu dodatkowym:

1. Udostępnianie sprzedawcy danych pomiarowych, informacji rozliczeniowych GUD-K lub informacji o rozliczeniu dodatkowym odbywa się na zasadach i w terminach określonych w IRiESP-OIRE i TSKB.

2. Dane, o których mowa w pkt 1 udostępnione są sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.

2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez CSIRE.

3. Sprzedawca poinformuje URD, że OSD może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K, w przypadkach:

1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności,
2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska,
3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa,
4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy,
5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w GUD-K wraz z IRiESD,
6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB,
7) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz OSD zabezpieczenia należytego wykonania Umowy,
8) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt 1 możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w pkt 1 ppkt 7) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez CSIRE nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.

   Dla uniknięcia wątpliwości – w sytuacji niedostępności CSIRE w całości - OSD wstrzymuje realizację GUD-K w zakresie wszystkich procesów realizowanych poprzez CSIRE, a w przypadku niedostępności CSIRE w części - OSD wstrzymuje realizację GUD-K w zakresie tych procesów, dla których występuje niedostępność CSIRE; przy czym wstrzymanie realizacji GUD-K nie następuje tylko wtedy i tylko w takim zakresie – w jakim w okresie niedostępności CSIRE - w ramach wprowadzonych procedur awaryjnych - OIRE zapewni alternatywny kanał wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu, a w szczególności pomiędzy OSD i sprzedawcami energii elektrycznej.

   Z uwagi na powyższe sprzedawca zobowiązany jest zapewnić, by w okresie niedostępności CSIRE - wiążące go stosunki prawne a w szczególności umowy kompleksowe – odpowiednio: nie wchodziły w życie albo ulegały odpowiedniemu przedłużeniu - do czasu ustania stanu niedostępności CSIRE lub zapewnienia alternatywnego kanału wymiany informacji przez OIRE.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w pkt 1.

4. Sprzedawca zobowiązuje się do zawierania umów kompleksowych na warunkach określonych w GUD-K oraz IRiESD.

5. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej OSD energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1. Rozliczenia za świadczone przez OSD usługi dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie OSD,

z uwzględnieniem udzielonych przez OSD bonifikat. W relacjach pomiędzy OSD, a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem lub prosumentem zbiorowym lub członkiem spółdzielni energetycznej lub członkiem klastra energii odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.

2. W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą OSD obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku OSD udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.

3. W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSD, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać OSD niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą OSD i na zasadach określonych przez OSD opublikowanych na stronie internetowej.

4. W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.

5. W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.

6. W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.

7. W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiejkolwiek części ponad 14 dni OSD w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.

8. Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz OSD. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz OSD.

9. Szczegółowe zasady dotyczące rozliczeń zawarte są w GUD-K.

IX. Zabezpieczenia finansowe:

Szczegółowe zasady ustanawiania Zabezpieczenia, jego formy, wartości lub zwolnień zostały określone w Załączniku do GUD-K.

X. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-K:
   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-K, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie,
   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa,
   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-K albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.

2. Zasady udzielania bonifikat:
   1) OSD udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie OSD bonifikaty z tytułu:
      a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
      b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
   2) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą OSD przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez OSD odpowiedzi sprzedawcy. W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie OSD jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, OSD pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do OSD przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.
   3) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez OSD niedotrzymania tych parametrów.
3. Szczegółowe zasady postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych, zawarte są w IRiESD oraz GUD-K.

XI. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD-K:

1. Zmiany GUD-K mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-K, z wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-K, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-K uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-K. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-K wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD-K stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-K, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD-K, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania zmian IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB

do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub nowych WDB.

6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-K z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-K w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.

7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-K z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach:
   1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-K, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
      a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-K,
      b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,
   2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego.

   Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-K.

   Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:
   a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-K (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,
   b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-K należności OSD przekraczających 30 dni kalendarzowych.

8. OSD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-K, do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
   1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-K, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-K,
   2) braku POB_Z sprzedawcy,
   3) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez Sprzedawcę zabezpieczeń finansowych, o których mowa w GUD-K.

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.

10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-K powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-K.

XII. Zasady sprzedaży rezerwowej:

Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy kompleksowej rezerwowej zawarte są w IRiESD i IRiESP-OIRE.

XIII. Postępowanie w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości u URD:

1. W przypadku stwierdzenia, w wyniku wykonywania przez OSD czynności związanych z dystrybucją energii elektrycznej lub kontroli dotrzymywania przez URD warunków umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, niewykonywania lub nienależytego wykonywania przez URD obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą, a tym URD umowy kompleksowej, w szczególności w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości o których mowa w pkt 2 poniżej OSD ma prawo wezwać URD do niezwłocznego usunięcia wskazanej nieprawidłowości, określając termin do ich usunięcia, nie krótszy niż 7 dni, z zastrzeżeniem, że po jego bezskutecznym upływie umowa kompleksowa zostanie rozwiązana przez sprzedawcę na żądanie OSD, zgodnie z pkt 3 poniżej.
2. OSD wezwie URD do zaprzestania niewykonywania lub nienależytego wykonywania obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą, a tym URD umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 1 powyżej, w szczególności w przypadku:
   1) wprowadzania do sieci OSD zakłóceń przekraczających dopuszczalne poziomy, określone zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa,
   2) utrzymywania przez URD obiektu, własnej sieci, instalacji lub obiektów budowlanych w sposób zagrażający prawidłowemu funkcjonowaniu sieci zasilającej,
   3) uniemożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSD dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością OSD znajdujących się na terenie lub w obiekcie URD, w celu usunięcia awarii w sieci,
   4) pobierania mocy w wysokości przekraczającej wielkość mocy przyłączeniowej,
   5) w przypadku gdy OSD stwierdzi, że URD użytkuje źródło wytwórcze przyłączone do instalacji URD bez uprzedniego zgłoszenia/przyłączenia do sieci OSD instalacji wytwórczej lub braku uregulowania umownego,
   6) uniemożliwiania dostępu do urządzeń OSD znajdujących się w obiekcie URD, celem przeprowadzenia kontroli, wykonania prac eksploatacyjnych, odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
   7) niedostosowania urządzeń do zmienionych parametrów sieci, o których został wcześniej poinformowany,
   8) nieposiadania aktualnej Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR), jeżeli obowiązek jej uzgodnienia wynika z IRiESD,
   9) pobierania energii elektrycznej niezgodnie z taryfą OSD,
   10) z przyczyn przewidzianych przepisami prawa, w szczególności, jeżeli dalsza realizacja umowy kompleksowej naraziłaby OSD na odpowiedzialność wobec osób trzecich.
3. Sprzedawca zobowiązuje się do wypowiedzenia na żądanie OSD umowy kompleksowej dla URD w terminie 7 dni od otrzymania przez sprzedawcę od OSD informacji o bezskutecznym upływie terminu wyznaczonego zgodnie z pkt 1 powyżej z zachowaniem przewidzianego w umowie kompleksowej okresu wypowiedzenia, przy czym okres wypowiedzenia winien być nie dłuższy niż 30 dni.
4. Zobowiązanie do wypowiedzenia umowy kompleksowej w trybie pkt 3 powyżej pozostaje niezależne od uprawnienia OSD do wstrzymania dostarczania URD energii, zgodnie z przepisem art. 6b Ustawy.

XIV. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.

2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD-K będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.

3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.

Część B Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
   1) IRiESD,
   2) WDB,
   3) IRiESP-OIRE,
   4) Taryfa OSD,

   a także akty prawa powszechnie obowiązującego.

2. IRiESD stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB obowiązują OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że OSD powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.

3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP,
   2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD,
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie,
   4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP,
   5) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy OSD a OIRE,
   6) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE.

4. OSD wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
   1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD,

2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą OSD określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów sprzedaży,
   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania OSD i sprzedawcy w tym zakresie,
   3) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane,
   4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB_Z,
   5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży,
   6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD,
   7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD,
   8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe,
   9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. OSD zobowiązuje się w szczególności do:

1. Przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach sprzedaży,
2. Realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami sprzedaży,
3. Dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej,
4. Pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych zgodnie z IRiESD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB,
5. Wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD,
6. Niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD,
7. Wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE,
8. Powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD,
9. Zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD, na zasadach określonych w GUD.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. Zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB,
2. Terminowego regulowania należności wynikających z GUD,

3. Zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD, na zasadach określonych w GUD,
4. Wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD,
5. Niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD,
6. Zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach i terminach określonych w IRiESP-OIRE oraz TSKB,
2. Dane, o których mowa w pkt 1, udostępnione są sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD,
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez CSIRE.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
   1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności,
   2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska,
   3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa,
   4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy,
   5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w GUD wraz z IRiESD,
   6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB,
   7) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.

   Dla uniknięcia wątpliwości – w sytuacji niedostępności CSIRE w całości - OSD wstrzymuje realizację GUD w zakresie wszystkich procesów realizowanych poprzez CSIRE, a w przypadku niedostępności CSIRE w części - OSD wstrzymuje realizację GUD w zakresie tych procesów, dla których występuje niedostępność CSIRE; przy czym wstrzymanie realizacji GUD nie następuje tylko wtedy i tylko w takim zakresie – w jakim

w okresie niedostępności CSIRE - w ramach wprowadzonych procedur awaryjnych - OIRE zapewni alternatywny kanał wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu, a w szczególności pomiędzy OSD i sprzedawcami energii elektrycznej. Z uwagi na powyższe sprzedawca zobowiązany jest zapewnić, by w okresie niedostępności CSIRE - wiążące go stosunki prawne a w szczególności umowy sprzedaży energii – odpowiednio: nie wchodziły w życie albo ulegały odpowiedniemu przedłużeniu - do czasu ustania stanu niedostępności CSIRE lub zapewnienia alternatywnego kanału wymiany informacji przez OIRE

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w pkt 1.

4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej OSD.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:
   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie,
   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa,
   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

2. Szczegółowe zasady postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych, zawarte są w IRiESD oraz GUD.

IX. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, z wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.

2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.

3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.

4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.

5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o

wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania zmian IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub nowych WDB.

6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
   a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
   b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.

   Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.
8. OSD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
   1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD,
   2) braku POB_Z sprzedawcy.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej zawarte są w IRiESD i IRiESP-OIRE.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.