ZARMEN GPP Sp. z o.o.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa

PROJEKT

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Tekst zatwierdzony przez Zarząd ……

Podpis i pieczęć osób zatwierdzających

Data wejścia w życie …….2023 roku

IRiESD uwzględnia zapisy wynikające:

- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 22.10.2018 r. (Karta aktualizacji IRiESP nr CB/19/2018),*
- *z ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. (Dz.U. z 2018 r. poz. 2348) o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw,*
- *z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r., poz. 261),*
- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 18.02.2020 r. DRR.WRE.4320.8.2019.PSt. (Karta aktualizacji IRiESP nr CO/3/2019, CK/8/2019, CB/25/2019),*
- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 5.03.2020 r. DRR.WRE.744.35.2019.PSt. (Warunków dotyczących bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania),*
- *z art. 9c ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz art. 12 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej,*
- *z ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,*
- *z rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2019 r., poz. 503),*
- *z ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250),*
- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 30.03.2020 r. DRR.WRE.4320.2.2020.PSt (Karta aktualizacji IRiESP nr CK/10/2020),*
- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 3.04.2020 r. DRR.WRE.4320.3.2020.PSt. (Karta aktualizacji IRiESP nrzmmi CO/4/2020, nr CK/11/2020, nr CB/27/2020),*
- *ze zmiany IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 24.07.2020 r. DRR.WRE.4320.4.2020.ŁW. (Karta aktualizacji IRiESP nr CK/12/2020),*
- *z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. 2020 poz. 2370),*

- *z ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami),*
- *z ustawy z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz. U. z 2019 r., poz. 1495),*
- *z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247 z późn. zmianami),*
- *z nowelizacji zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wprowadzonej rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowisk z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2020 r., poz. 2026),*
- *z aktualizacji przez PSE S.A. „Warunków dotyczących bilansowania" zatwierdzonych decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r., wraz ze Zmianami nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 20 listopada 2020 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.22.2020.ŁW z dnia 1 grudnia 2020 r.,*
- *z ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093 z późn. zm.),*
- *z ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1505 z późn. zm.),*
- *z ustawy z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1873),*
- *z ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 2269),*
- *z ustawy z dnia 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym (Dz.U. z 2022 r. poz. 1 z późn. zm.),*
- *z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010),*
- *z rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz.U. z 2021 r. poz. 2209),*
- *z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączania oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym (Dz. U. z 2021 r. poz. 2343).*

Spis treści

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 8
I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE 8
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 13
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSDn 14
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 15
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 17
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 17
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 25
II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 29
II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 53
II.5. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 57
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 59
III.1. PRZEPISY OGÓLNE 59
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 60
III.3. PRZEKAZYWANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI 60
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 60
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 61
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 62
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 62
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 63
III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 63
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 63
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 64
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 64
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE 64
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 65
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 66
V. WSPÓŁPRACA OSDn Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 75
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 76
VI.1. OBOWIĄZKI OSDn 76

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 77
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 79
VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 79
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 79
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 80
VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 80
VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDn 81
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 82
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 83
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 83
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 85
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 86
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 89
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 92
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 93
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE 93
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY 94
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO 95
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 97
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 100
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH 103
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE 106
A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI 110
A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI 113
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ 113
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 124
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 126
D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 130
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE 130
D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ 131
D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo 133

D.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 134
E. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE 135
F. ZASADY OPRACOWYWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 138
G. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE 139
H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 143
SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI 145
1. OZNACZENIA SKRÓTÓW 145
2. POJĘCIA I DEFINICJE 148
Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZARMEN GPP Sp. z o.o.* 164
Załącznik nr 2 - *zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej* 189
Załącznik nr 3 - *lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej –* 191
Załącznik nr 4 - *istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami* 193

ZARMEN GPP Sp. z o.o.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa

PROJEKT

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Część ogólna

Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* jako operator systemu dystrybucyjnego (zwany dalej „OSDn") wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający 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, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSDn"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem sytemu przesyłowego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego jest przyłączony i który jest przyłączony bezpośrednio do sieci przesyłowej, tj. TAURON Dystrybucja S.A. (OSDp).

I.1.4. *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* będąc OSDn prowadzi dystrybucję energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w Częstochowie w rejonie ul. Odlewników 20, na terenie zakładu Koksowni Częstochowa Nowa Sp. z o.o. oraz w jej bezpośrednim otoczeniu, sieciami wysokiego i średniego napięcia.

I.1.5. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370) zwanej dalej: „Ustawą" oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1510, 1700, 2140),
3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z 2022 r. poz. 88, 1557, 1768, 1783, 1846, 2206),
4) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r., o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 610, 1093, 1873, 2376),
5) ustawy dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370),
6) ustawy z dnia 11stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych zwanych dalej „ustawą o elekromobilności" (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1083, 1260),
7) koncesji *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/437/65483/W/OŁO/2022/MRo na okres od 26 października 2022 r. do dnia 26 października 2032 r.
8) decyzji Prezesa nr DRE.WOSE.4711.20.9.2021.MFr z dnia 29 grudnia 2022 r. o wyznaczeniu *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na okres od 1 lutego 2023 r. do dnia 26 października 2032 r.,
9) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *ZARMEN GPP Sp. z o.o.,*

10) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
11) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego (zwanego dalej: „OSDp") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESDp"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE.
12) zawarte w:
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG,
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016) - NC DC,
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016) - NC HVDC,
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017) - SO GL,
    - rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r.) - NC ER;

    zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci".
13) określonych w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB", zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
14) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 1854)
15) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
16) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 287 z późn. zmianami).

I.1.6. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - OSDn 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.1.7. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSDn przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci OSDn, w szczególności dotyczące:
1) przyłączania urządzeń wytwórczych, magazynów energii, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych oraz linii bezpośrednich,
2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

3) 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,
4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
1) operatora systemu dystrybucyjnego – OSDn,
2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
4) przedsiębiorstwa obrotu,
5) sprzedawców,
6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSDn,
7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6),
8) posiadacza magazynu energii elektrycznej.

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:
1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
3) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:
1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
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,
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,
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) pozyskanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
    c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
    d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
    e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
    f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
        (i) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
        (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,
        (iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię

elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,

13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych,
14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
15) 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. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

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

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, OSDn jest odpowiedzialny w szczególności za:

1) współpracę w procesie certyfikacji z OSDp i OSP,
2) weryfikację wykonywania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy, utworzone z jednostek fizycznych, przyłączonych do sieci OSDn,
3) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSDn i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. OSDn udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.12. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez *Zarząd ZARMEN GPP Sp. z o.o.*

I.1.13. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.1.14. W zależności od potrzeb, OSDn przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.

I.1.15. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.16. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.17. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
b) zakres aktualizacji IRiESD,
c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

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

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

I.1.18. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.19. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, OSDn:
a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
d) przedkłada Zarządowi *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.

I.1.20. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Zarząd *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej.
Zatwierdzoną przez Zarząd *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.21. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSDn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDn, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.22. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:
1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, OSDn podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci nie stosuje się, wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD zatwierdzonej przez Zarząd *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* oraz Taryfie dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

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

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

I.3.2. OSDn świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
b) instaluje na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,z wyłączeniem wytwórców innych niż wytwarzający energię w mikroinstalacji,
c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę.
f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowe profile zużycia,
h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD.

I.3.3. Przyłączanie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączanie 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. OSDn ustala wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń 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 przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.

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

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSDn 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.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

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

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSDn opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej Instrukcji.

I.4.3. OSDn opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.

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

a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej OSDn,
e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy OSDn,

g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

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 art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do OSDn 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 - niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 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 1.4.5. OSDn:
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 - niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 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. OSDn 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 OSDn Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 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 1.4.5. ppkt 1) i 3).

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

I.5.1. OSDn prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSDn,
3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSDn

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. OSDn wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.l., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.
W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., poza OSDn jest także inny operator systemu elektroenergetycznego, wpisu do rejestru dokonuje operator systemy dystrybucyjnego wskazany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

I.5.4. W przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSDn posiadacz tego magazynu przekazuje OSDn 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 OSDn 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 OSDn 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. OSDn aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDn następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDn albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ppkt. II.1.17.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:
1) pozyskanie przez podmiot od OSDn, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji"),
2) złożenie przez podmiot u OSDn, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej.
3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci papierowej i składa się:
   a) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 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

b) osobiście w siedzibie OSDn

4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy wskazany przez OSDn, 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,
5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSDn niezwłocznie zwraca zaliczkę,
6) jeżeli złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez OSDn, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, OSDn 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 o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSDn informuje wnioskodawcę,
8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez OSDn, OSDn w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek 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 wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - 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 jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

   Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez OSDn pozostawia się bez rozpatrzenia.
9) OSDn na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, 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, OSDn zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

11) wydanie przez OSDn 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; OSDn zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
15) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w 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 OSDn urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia OSDn. Wniosek dostępny jest: w siedzibie OSDn oraz na stronie internetowej http://www.zarmengpp.pl

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

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

a) 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
b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
   - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo

- decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2018 r., poz. 1537, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
- pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSDn. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

1) oznaczenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
2) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,
3) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
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 i jakościowych energii elektrycznej,
10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,

12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
    a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
    b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
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 instalacje lub sieci wnioskodawcy,
    d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
    e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
17) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
18) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
19) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.9. OSDn wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło,
4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło,
5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV termin określony w pkt. 4) liczony jest 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 przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej 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 OSDn do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

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

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

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

II.1.15. W przypadku gdy OSDn odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSDn określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.16. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSDn powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

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

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

II.1.17. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w OSDn, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt

II.1.2. ppkt 3). W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn.

II.1.18. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy

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

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby 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 art. 7a Ustawy,

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

II.1.19. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSDn realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.20. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn powinna zawierać co najmniej:

1) strony zawierające umowę,
2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
3) termin realizacji przyłączenia,
4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i instalacji podmiotu przyłączanego,
6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
8) harmonogram przyłączenia,
9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
10) planowany termin przyłączenia,
11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.
12) warunki udostępnienia OSDn nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
13) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
14) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
15) moc przyłączeniową,

16) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDn,
17) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
18) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.21. OSDn w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.22. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do Ustawy.

II.1.23. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną OSDn są regulowane postanowieniami umów.

II.1.24. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają wymagania
w pkt. II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD, oraz w szczególności Załącznik nr 1.

II.1.25. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.VI.2.10. podlegającą uzgodnieniu z OSDn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.26. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.1.27. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSDn, wskazane przez OSDn podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSDn dane określone w rozdziale II.4.

II.1.28. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSDn, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn.

II.1.29. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
1) prosumentem,
2) Przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego prosumentem.

informuje OSDn o terminie przyłączenia mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt II.1.18., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSDn.

II.1.30. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.28. informuje OSDn o:
1) Zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
2) Zawieszaniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.

II.1.31. Zapisów ppkt. II.1.28. i II.1.29. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.

II.1.32. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji prosumentów, 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 planowanym przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn, pisemnie informuje OSDn o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.33. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.31. jest obowiązany informować OSDn o:
1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszania lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

II.1.34. OSP prowadzi Centralny rejestr 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.1.35. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn.

II.1.36. 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 OSDn.

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

II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.2.1. Zasady odłączania.

II.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDn, określone w niniejszym rozdziale obowiązują sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.2.1.2. OSDn może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku:
a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDn składany przez podmiot zawiera w szczególności:
b) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
c) przyczynę odłączenia,
d) proponowany termin odłączenia.

II.2.1.4. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.2.1.9.

II.2.1.5. OSDn dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadnia z OSDn tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.2.1.6. OSDn uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

II.2.1.7. W uzasadnionych przypadkach OSDn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDn określające w szczególności:

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn 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.2.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.1. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn, 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.2.2.2. OSDn na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje z zastrzeżeniem pkt. II.2.2.7. – II.2.2.9. dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.2.2.3. 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.2.2.19. 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.2.2.4. OSDn wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.2.2.5. OSDn jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.2.2.1, II.2.2.2. i II.2.2.4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

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

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

II.2.2.6. Przepisów pkt. II.2.2.1.c) i pkt. II.2.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.
Ponadto realizacja przez OSDn postanowień o których mowa w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSDn informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - OSDn może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku, gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSDn zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.2.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt. II.2.2.7. w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.2.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3. nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem", wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.
Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji prosumenta będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania

powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.2.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia. Jeżeli OSDn na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej od odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSDn niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSDn 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 OSDn dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.

II.2.2.11. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.2.3.10. nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.2.2.10. wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.2.3.10. jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.2.2.12. Przepisów pkt. II.2.2.10. oraz II.2.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.2.2.4. albo rozwiązaniu sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.2.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.2.2.7. z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.1. może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II.2.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.2.2.2., OSDn bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSDn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDn podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.2.2.15. 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.2.2.7. może ulec wydłużeniu.

II.2.2.16. OSDn powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy w terminach, o których mowa w pkt. II.2.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.18. Wymiana informacji o których mowa w pkt. II.2.2., między OSDn i sprzedawcą odbywa się w sposób określony w pkt. A.9.

II.2.2.19. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do OSDn o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo- rozliczeniowego OSDn jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn.

II.2.2.20. OSDn 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 I listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. 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 I listopada do dnia 31 marca,
– w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. 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.2.2.1.b) oraz w pkt II.2.2.4.

II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.3.1. Wymagania ogólne

II.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

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

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.3.1.1., 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.3.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.3.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 nie spełniające wymagań.

II.3.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSDn opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.3.1.7. Zapisy pkt. II.3.1.5. oraz II.3.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.3.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.2.2. OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek innych niż o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSDn z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pktl.II.3.3.1. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

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

II.3.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

II.3.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.3.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.

II.3.4.3. OSDn może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.3.4.2.

II.3.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.3.2. oraz II.3.3.

II.3.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.3.7.

II.3.4.6. W uzasadnionych przypadkach OSDn może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

II.3.4.7. OSDn 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.

II.3.4.8. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.

II.3.4.9. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.

II.3.5.1. Wymagania ogólne.

II.3.5.1.1. 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 OSDn opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDn. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez OSDn. 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.3.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.3.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.3.5.1.5. OSDn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.5.1.6. OSDn 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.3.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.3.5.1.8. 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.3.5.1.9. 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.3.5.1.10. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach.

II.3.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach.

II.3.5.1.12. 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.3.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.

II.3.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.1.15. 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.3.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej OSDn zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. 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.3.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

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

II.3.5.1.18. 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.3.5.2. Wymagania dla transformatorów

II.3.5.2.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110kV/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: dwustopniowe temperaturowe 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 punktu II.3.5.1.10.
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.3.5.2.2. Transformatory SN/SN i nN/SN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):
1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczepów.

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

II.3.5.3. Wymagania dla sieci SN

II.3.5.3.1. Wymagania ogólne

II.3.5.3.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. II.3.5.3.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.3.5.3.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.3.5.3.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.3.5.3.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.3.5.3.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
2) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.

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

II.3.5.3.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.3.5.3.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.3.5.3.2. Wymagania dla linii SN

II.3.5.3.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:
1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych,
2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,

5) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSDn tego wymaga.

II.3.5.3.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy, powinny być wyposażone w:

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

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

II.3.5.3.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt,
4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone

kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

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

II.3.5.3.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.3.5.3.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:
1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,
2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.3.5.3.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.3.5.3.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.3.5.3.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego 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.3.5.3.3.5. 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.3.5.3.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.3.5.3.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:
1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.3.5.3.5. Wymagania dla łączników szyn

II.3.5.3.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.3.5.3.6. 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,

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

II.3.5.3.6. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.3.5.3.6.1. 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 OSDn,
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.3.5.3.6.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.3.5.4. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.3.5.4.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.3.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.5.4.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
1) zabezpieczenia nadprądowe,
2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
5) zabezpieczenia od pracy wyspowej.

II.3.5.4.4. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotne.

II.3.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.3.5.4.6. <u>Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.</u>

II.3.5.4.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.3.5.4.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.3.5.4.6.3. 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.3.5.4.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,
2) nad- i podnapięciowe,
3) nad- i podczęstotliwościowe,
4) ziemnozwarciowe,
5) od pracy wyspowej.

II.3.5.4.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.3.5.4.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.3.5.4.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.3.5.4.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.3.5.4.1. do II.3.5.4.3. oraz od II.3.5.4.6.1. do II.3.5.4.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na

kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.3.5.5. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.3.5.5.1. OSDn 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.3.5.5.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSDn, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSDn 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.3.5.5.3. OSDn 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.3.5.5.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.3.5.5.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSDn podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.3.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSDn oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.3.1.5. i II.3.1.6.

II.3.6.2. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,

e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.3.6.3. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.3.6.4. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.3.6.5. 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.3.6.6. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD służą łączą TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

II.3.7. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.3.7.1. Wymagania ogólne

II.3.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
a) układów pomiarowych budowanych i modernizowanych,
b) układów pomiarowych zainstalowanych u wytwórców lub odbiorców, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.
Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.
Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt. F.1. niniejszej IRiESD, dla których OSDn może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem F.

II.3.7.1.2. 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, w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

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

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

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

II.3.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii (z wyjątkiem nowo przyłączanych), dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSDn ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

Za zgodą OSDn w uzasadnionych technicznie przypadkach dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA włącznie. Zgoda OSDn uwarunkowana jest akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie zawartej z tym odbiorcą.

II.3.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.3.7.1.6. OSDn wraz z OSDp/OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.3.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych w sieci OSDn dzieli się na:

a) kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
b) kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
h) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości

jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana OSDn. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.3.7.1.1. a) i b).

II.3.7.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

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

II.3.7.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

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

II.3.7.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

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

II.3.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSDn, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.3.7.1.13. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSDn, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

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

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

i 0,2,

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

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

II.3.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.3.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych 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.3.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.3.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.3.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.3.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.3.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę lub OSDn.

II.3.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub OSDn ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

II.3.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSDn.

II.3.7.1.22. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.

II.3.7.1.24. OSDn przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.7.1.25. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go

dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.3.7.1.26.

II.3.7.1.26. W ciągu 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub OSDn może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.3.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

II.3.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.3.7.1.23. i II.3.7.1.27., a OSDn dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.

II.3.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

II.3.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSDn wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.

II.3.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

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

II.3.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSDn.

II.3.7.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSDn.

II.3.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.7.7.2.1.,
b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.3.7.2.2.

II.3.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:

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

II.3.7.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR OSDn, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.3.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.3.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.3.7.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorsza niż 0,5,
d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR OSDn nie częściej niż 4 razy na dobę,
i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych. Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.3.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.3.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii elektrycznej,
b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60

minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,

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

II.3.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

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

b) OSDn w przypadkach zbierania danych pomiarowych ze względów na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zadecydować o konieczności:

- realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
- realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSDn,
- pomiaru mocy i energii biernej.

II.3.7.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

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

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

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

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,

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

II.3.7.5. Wymagania dla sieci 110 kV.

II.3.7.5.1. <u>Wymagania ogólne.</u>

II.3.7.5.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.3.7.5.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.3.7.5.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.3.7.5.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV.

II.3.7.5.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

1) dwa zabezpieczenia podstawowe, przy czym przynajmniej jedno z nich powinno być zabezpieczeniem odległościowym dwukierunkowym,
2) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
3) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego.

II.3.7.5.2.2. Linie pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub ziemnozwarciowe. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
3) automatykę 1- lub 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych),
4) w uzasadnionych przypadkach w urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z jednostkami wytwórczymi,
5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

W liniach, w których pomiar impedancji nie zapewnia odpowiedniej czułości zabezpieczeń odległościowych, jako podstawowe należy stosować zabezpieczenia odcinkowe.

II.3.7.5.2.3. Linie pracujące w układzie promieniowym (przy czym jako linię promieniową nie uważa się linii łączącej stację OSD z GPO) wyposaża się w:

1) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe ziemnozwarciowe,
2) automatykę 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych).

II.3.7.5.2.4. Linie łączące rozdzielnie KSE wyłącznie z GPO wyposaża się w:

1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
   a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
   b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu" i „do tyłu", napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej,
5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy.

II.3.7.5.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO.

II.3.7.5.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją OSDn dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.3.7.3.1.

II.3.7.5.3.2. 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.3.7.5.3.3. 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.3.7.5.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych.

II.3.7.5.4.1. 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.3.7.5.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H", do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

II.3.7.5.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej.

II.3.7.5.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.3.7.5.5.2. 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.3.7.5.5.3. 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. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażyć należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

1) rozcinające jako podstawowe,
2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

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. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.4.1.2. obejmują:

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

II.4.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSDn, mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSDn

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 OSDn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

II.4.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSDn są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSDn, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSDn dokonuje przeglądu przekazywanych informacji przekazuje zaktualizowane informacje do OSDn, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do OSDn 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.4.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn 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, dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.4.2.3. 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.4.2.4. 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.4.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,
c) model zwarciowy.

II.4.2.6. 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 poza paliwowe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
j) 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.4.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDn

II.4.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.4.3.1, 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.4.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.4.3.1:

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

II.4.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.4.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSDn, 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.4.4.2. OSDn 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.4.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają OSDn wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.4.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.4.5.1. Podmioty przyłączone do sieci OSDn mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSDn.
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 OSDn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

II.5. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

II.5.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

II.5.2. Umowa, o której mowa w pkt. II.5.1, 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, miejsce rozgraniczenia praw własności łączonych sieci,

10) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,

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

12) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.5.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

1) moc przyłączeniową,

2) miejsca połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,

3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,

4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,

5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączania w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,

6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,

7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,

8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego, podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.5.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:

1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,

2) poziomu mocy i prądów zwarciowych,

3) pewności dostaw energii elektrycznej, sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.5.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.5.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.5.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.5.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn 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 m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSDn, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

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

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn zobowiązane są do eksploatowania sieci urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

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

III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie – następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.4. 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 OSDn przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.Specjalne procedury, o których mowa w pkt.III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSDn i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.3. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSDn, jeżeli właścicielem nie jest OSDn) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
OSDn, w przypadku, gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3. PRZEKAZYWANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI

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

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

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

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

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

III.4.3. OSDn dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

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

III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo –rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu przesyłowego

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.

III.5.2. 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 szczególności:
a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
a) dokumentację projektową i powykonawczą,
b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych 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 m.in.:
a) ogólną charakterystykę urządzenia,
b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń
a) 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. OSDn w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

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

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemne informacje eksploatacyjne.
Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSDn informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn 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, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej OSDn spory rozstrzyga OSDn.

III.7.6. OSDn sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej OSDn.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

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

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

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.9.2. OSDn zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn obejmujące w szczególności:
a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSDn zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

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

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjne OSDn ustalonego w pkt.VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

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

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

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

a) awaria w systemie,
b) awaria sieciowa.

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

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

IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również „procedurami awaryjnymi". Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa TCM.

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

a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między

innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDn. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IV.1.6. OSDn wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie planu odbudowy.

IV.1.7. OSDn bierze udział w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy oraz opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IV.1.8. 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.1.9. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa lub awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.1.10. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy - w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSDn za pośrednictwem OSDp podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSDn na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

a) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

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

a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,
d) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny.

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

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

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez OSP i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa

w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dochowaniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDn opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,
b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,
c) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów - przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV. 3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się.

IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.8. OSD, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do OSDn, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.

IV.3.2.9. Opracowany przez OSDn plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.

Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.

IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);
c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
   i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
   ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
   iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
   iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
   v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
   vi. wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań

   - albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;
d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261) zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej

IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych - wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje OSDn oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych,

jeżeli wniosek, o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSDn, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.

IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje OSDn, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli informację, o której mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje ją niezwłocznie do OSDn, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania informacji.

IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSDn o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit.bi c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.

IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez OSDn corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSDn

IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.

IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.

IV.3.2.18. OSD, którego sieć dystrybucyjna przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej OSDn (z wyłączeniem OSDp), przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSDn, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDn

IV.3.2.19. OSDn za pośrednictwem OSDp przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.

IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSDn

IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP

przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.

IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,
b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),
c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),
d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

IV.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez OSDn w sposób określony w pkt IV.3.2.27.

IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSDn na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia I stycznia roku n - 1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n" jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
   i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
   ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
   i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
   ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSDn wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, OSDn wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C. IRiESD.

IV.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej

poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.27. OSDn przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, OSDn przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt.A.4.3.7. IRiESD.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania OSDn przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, OSDn przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia OSDn Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSDn, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, wskazanej w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSDn o zmianie adresu poczty elektronicznej.

IV.3.2.28. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:

a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;
b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych

Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

IV.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.30. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez: odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV. 3.2.22., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej OSDn. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.31. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.32. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDn.

IV.3.2.33. OSDn indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania OSDn przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, OSDn nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSDn, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSDn o zmianie tych danych.

IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSDn zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP.

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

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

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.30. oraz IV.3.2.32. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w § 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny.

IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

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

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

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

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

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

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IV.3.2.10.

IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDn za pośrednictwem OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach

tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od Al do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

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

IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDn lub,
b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

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

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDn (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w IRiESP), w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

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

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

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

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

IV.3.5.6. Postanowień pkt. IV.3.5. nie stosuje się w odniesieniu do OSDp, do którego sieci przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50% zapotrzebowania na moc tego OSDp. W tym przypadku zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

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

IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

IV.3.6.4. OSDn i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

a) poziom napięcia,
b) pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

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

V.1. OSDn współpracuje z następującymi operatorami:

a) operatorem systemu przesyłowego,
b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
c) operatorami handlowo-technicznymi,
d) operatorami handlowymi,
e) operatorami pomiarów,

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami

V.2. Zasady i zakres współpracy OSDn z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.

V.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP, IRiESD OSDp oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową

V.4. Zasady i zakres współpracy OSDn z innym operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDn i innym operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową.

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

V.7. OSDn umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,
c) aktualnej listy sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
d) aktualnej listy sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje rezerwową usługę kompleksową,
e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,
f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania OSDn,
g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

VI.1. OBOWIĄZKI OSDn

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSDn na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej OSDn w szczególności:

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSDn, 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 OSDn, 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 ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSDn awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP.

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

VI.1.3. Działania OSDn w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej OSDn, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.

VI.1.4. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.

VI.1.5. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

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

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSDn i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt.VI.2.10.

VI.2.5. OSDn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDn,
b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, innych niż JWCD i JWCK,
c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDn,
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 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 OSDn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDn operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn, 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. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

VI.2.10. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSDn opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

VI.2.11. 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,
b) regulacyjnych, z uwzględnieniem określonej w umowie granicy majątku,
c) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
e) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
f) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej 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 OSDn, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

VI.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSDn.

VI.4.2. OSDn planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSDn 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 operatora systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp.

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

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSDn jest określony w instrukcji pracy Głównej Stacji Zasilającej (GSZ).

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. OSDn opracowuje plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku zaistnienia konieczności planowanego wyłączenia elementów sieci.

VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia.

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

a) nazwę rozdzielni i elementu,
b) proponowany termin wyłączenia,
c) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
e) opis wykonywanych prac,
f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDn ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do OSDn w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych dla elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przed planowanym wyłączeniem OSP, OSDp, OSDn i użytkownicy systemu współpracują ze sobą

w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

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

VI.6.6. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.6.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSDn, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSDn, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSDn 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.

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

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z OSDn w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych – dla elementów sieci dystrybucyjnej OSDn, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

VI.7.6. OSDn zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSDn uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSDn uwag.

VI.7.7. Terminy wymienione w pkt. VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

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

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

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

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

a) czas synchronizacji,
b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
c) planowane obciążenie mocą czynną,
d) czas odstawienia.

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

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

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

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

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

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDn

VI.9.1. OSDn otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.

VI.9.2. Odbiorcy wskazani przez OSDn, sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt II.4.

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

a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 18 dnia miesiąca poprzedniego,
c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. Planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
d) wartość sumaryczną wytworzonej mocy (wykonanie) przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

VI.10. Wymiana danych dotyczących prognozowania

VI.10.1. Podmioty przyłączone do sieci OSDn mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub OSDn.
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 OSDn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

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

VI.10.3. OSDn, dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP dane planistyczne uzyskane zgodnie z pkt. VI.10.1. przy czym dla danych dotyczących jednostek wytwórczych typu C i B dane dotyczące dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych lub ich agregatów są przekazywane przez jednostki wytwórcze do OSDn jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.

VI.10.4. Jednostki wytwórcze typu C i D przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn oraz jednostki przyłączone do sieci OSDn za pośrednictwem OSDn przekazują OSDn dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:
a) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto,
b) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

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

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

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \; oraz \; \frac{R_0}{X_1} \leq 1,$$

gdzie:

X_1- reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 – odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

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

VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSDn pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSDn.

VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSDn powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSDn.

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
a) napięcia znamionowe,
b) częstotliwość znamionowa.

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

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

VIII.1.4. W normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
   a) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
   b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
   a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
   b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV
3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
   a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
   b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				**Harmoniczne parzyste**	
nie będące krotnością 3		**będące krotnością 3**		Rząd harmo-nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmo-nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmo-nicznej (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%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0{,}2 + 0{,}5 \times \frac{25}{h}$				

4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz mniejszy lub równy 8 % dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1)-4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tgφ nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:
1)przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
2)krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
3)długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
4)bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
5)katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

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

VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

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

VIII.2.5. OSDn w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

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

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

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

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.3.1. 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

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 osobisty 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	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \le n \le 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
$^*\lambda$ – współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [107a/W	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.2.2.3. 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	,7
≥33	≤0,6

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,

3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
   b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
   g) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
   h) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
   i) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
   j) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
   k) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt.II.3.7.1.

VIII.4.3. OSDn, w terminie 14 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, który w rozumieniu ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

a) premii kogeneracyjnej,
b) premii gwarantowanej,
c) premii gwarantowanej indywidualnej,
d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

pisemnej informacji o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej jednostce, przekazuje wytwórcy tę informację wraz z jej potwierdzeniem.

Za datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji, rozumie się dzień wytworzenia energii elektrycznej w tej jednostce i wprowadzenia tej energii po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej OSDn.

VIII.4.4. OSDn, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, przekazuje Operatorowi rozliczeń dane dotyczące ilości wytworzonej przez wytwórcę w jednostce kogeneracji, która jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej OSDn, który w rozumieniu ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

a) premii kogeneracyjnej,
b) premii gwarantowanej,
c) premii gwarantowanej indywidualnej,
d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i sprzedanej.

ZARMEN GPP Sp. z o.o.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa

PROJEKT

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370) zwanej dalej: „Ustawą" oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r., o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 610, 1093, 1873, 2376),
c) ustawy dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370),
d) ustawy z dnia 11stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych zwanych dalej „ustawą o elekromobilności" (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1083, 1260),
e) koncesji *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/437/65483/W/OŁO/2022/MRo na okres od 26 października 2022 r. do dnia 26 października 2032 r.
f) decyzji Prezesa nr DRE.WOSE.4711.20.9.2021.MFr z dnia 29 grudnia 2022 r. o wyznaczeniu *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na okres od 1 lutego 2023 r. do dnia 26 października 2032 r.,
g) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *ZARMEN GPP Sp. z o.o.,*
h) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
i) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego (zwanego dalej: „OSDp") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESDp"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
j) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB"), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
k) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
l) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 287 z późn. zmianami),
m) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 1854).

A.1.2. *ZARMEN GPP Sp. z o.o. j*ako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający 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, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSDn"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

A.1.3. *ZARMEN GPP Sp. z o.o.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn", realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie

współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp, a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

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

Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego 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 energii elektrycznej (umowa sprzedaży) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSDn, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
b) zasady kodyfikacji podmiotów,
c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
f) procedurę zmiany sprzedawcy,
g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
h) zasady wyznaczania, aktualizacji i udostępninia standardowych profili zużycia,
i) postępowanie reklamacyjne,
j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
l) zasady sprzedaży rezerwowej,
m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
o) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

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

a) OSDn,
b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn,

c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDn,
d) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji (GUD) z OSDn,
e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSDn,
f) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze OSDn funkcję sprzedawcy rezerwowego,
g) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do g) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSDn.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

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

A.3.2. OSDn 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. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

A.3.4. POB jest wskazywany przez:
a) sprzedawcę,
b) przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_W),
c) przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej (URD_{ME}),

w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSDn. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

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

A.3.6. OSDn zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których

zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową

b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową

Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują OSDn aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

A.3.7. OSDn zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

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

A.3.8. Warunki i zakres współpracy OSDp z OSDn, określa umowa zawarta pomiędzy OSDp a OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1, IRiESD-Bilansowanie.

A.3.9. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSDn 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,

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

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

Zapisy tego punktu nie zwalniają sprzedawcy z obowiązku, o którym mowa w pkt. D.2.7.

A.3.10. Informacja, o której mowa w pkt. A.3.9., powinna zawierać w szczególności:

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

A.3.11. OSDn po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez OSDn świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

a) utrata POB sprzedawcy,
b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawca, o których mowa w pkt. A.4.3.6.

A.3.12. OSDn po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSDn świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP, OSDp o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

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

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.6.,
c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.3.13. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).
Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URDo zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

A.3.14. Wytwórca inny niż, o którym jest mowa w pkt. A.1.13. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).
Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny niż o którym jest mowa w pkt. A.3.13. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

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

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

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSDn 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. OSDn z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:
a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSDn,
c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z OSDn,
d) wskazaniu przez URD typu wytwórca (URD_W) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDn,
e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z OSDn,
f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDn.

A.4.3.2. OSDn realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7.

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD, a OSDn, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSDn - dotyczy URD_O,

b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSDn umożliwiającą sprzedaż rezerwową – dotyczy URD_O,

c) określenie, że POB dla URD_O jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSDn realizuje umowę sprzedaży – dotyczy URD_O,

d) określenie POB i zasad jego zmiany – dotyczy URD_W oraz URD_{ME},

e) sposób i zasady rozliczeń z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME}.

Oznaczenie sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu OSDn o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne 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 OSDn, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDn oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez OSDn z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,
d) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,
f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
g) wykaz sprzedawców, URD_W i URD_{ME}, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe,
h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W lub URD_{ME} lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku, gdy niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
j) zasady przekazywania przez OSDn na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDn zawiera z OSDn jedną GUD, na podstawie, której może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSDn oferty sprzedaży rezerwowej. Podmiot ten może wyrazić wolę pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego na warunkach określonych w GUD. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a OSDn oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, 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, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDn,
b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSDn z tym URD,
c) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSDn a sprzedawcą,
e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDn o utracie wskazanego POB w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami lub prosumentami zbiorowymi, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSDn, 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, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDn,
b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSDn,
c) warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSDn a sprzedawcą,
e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSDn a sprzedawcą,
g) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDn o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
j) 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., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,
b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez` OSDp,
c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji GUD w których będzie wskazany POB, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z OSDn,
d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy OSDp a OSDn.

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 4 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla OSDn i sprzedawców przy zawieraniu tych umów

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

A.5.1. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym OSDn realizuje następujące zadania:

a) przyporządkowuje sprzedawców, URDw oraz URD_{ME} do poszczególnych MB przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-K oraz umów o świadczenie usług dystrybucji,
b) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD,
c) powiadamia OSDp o planowanej zmianie POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
d) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
e) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do odpowiednich MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
f) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB,
g) współpracuje z OSDp w zakresie świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców przyłączonych do sieci OSDn, w tym usługi redukcji

zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDp dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE z obszaru sieci OSDn dopuszczonych do świadczenia usługi, zgodnie z umową, o której mowa w pkt. A.4.1. oraz pkt. A.8. i IRiESD OSDp.

A.5.2. OSDn zgodnie z pkt. A.5.4. może nadawać kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego.
Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP, bądź OSDp.

A.5.3. OSDp nadaje zgodnie z IRiESD OSDp kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.1.

Kody identyfikacyjne nadawane Sprzedawcom są tożsame z kodami identyfikacyjnymi nadanymi przez OSP i zawarte są w GUD.

A.5.4. Kody, o których mowa w pkt. A.5.2. zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

a) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:
...(*oznaczenie literowe podmiotu*)..._...(*oznaczenie kodowe OSD*)..._W_...(*numer podmiotu*)...,
b) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
...(*oznaczenie literowe podmiotu*)..._...(*oznaczenie kodowe OSD*)..._P_...(*numer podmiotu*)...

A.5.5. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz OSDn.

A.5.6. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne dla poszczególnych Punków Poboru Energii (PPE) dla rynku detalicznego w celu ich wykorzystywania w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby OSDn oraz Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn.

A.5.7. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego stosując własne oznaczenia lub może stosować oznaczenia kodowe PPE zgodnie z IRiESD OSDp.
W przypadku braku nadania przez OSDn kodu PPE podstawowym identyfikatorem Punktu Poboru Energii, dla Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn, jest numer układu pomiarowo-rozliczeniowego.

A.5.8. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw energii elektrycznej oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym oznaczeniem jednoznacznie identyfikującym PPE i ma następującą postać zgodna z systemem kodowania oznaczony w pkt. A.5.7. Powyższy format kodu PPE będzie obowiązywał do momentu wprowadzenia przez OSDn nowego formatu kodu PPE, w celu ujednolicenia formatów w skali całego kraju. Nowy format kodu PPE określony w pkt. A.5.9. oraz zasady jego nadawania i renumeracji istniejących kodów PPE określone w pkt. od A.5.10. do A.5.16., będą obowiązywać od daty, o której mowa w pkt. A.5.12.

A.5.9. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:
(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)
gdzie:
590 – prefiks dla polskiej organizacji GS1,
J1J2J3J4 – numer OSDn nadawany przez polską organizację GS1,
S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 – unikalna liczba nadana przez OSDn dla danego PPE,
K – cyfra kontrolna wyznaczona zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1.
W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem (8018), oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

A.5.10. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.11. Kod PPE jest nadawany po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci OSDn, a przed zawarciem przez URD umowy, na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.5.12. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE OSDn poinformuje Sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z OSDn będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie określonym w pkt. A.5.9, w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a niezakończonych przed terminem, o którym mowa w zdaniu pierwszym.
Wraz z ww. informacją OSDn udostępni Sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE w formie elektronicznej umożliwiającej kopiowanie danych. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

A.5.13. Zmiana kodów PPE nadanych przez OSDn nie wymaga zmiany umów, na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

A.5.14. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi pisemnie lub pocztą elektroniczną na wskazane w umowie adresy e-mail.

A.5.15. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie PPE otrzymują kod PPE,
b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.11., z zastrzeżeniem pkt. A.5.12,
c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania OSDn, w którym następuje:
   (1) „pobieranie”, „wprowadzenie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSDn przez URDo URD_W lub URD_{ME}, oraz
   (2) pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.
d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD OSDn nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów 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 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 dystrybucyjna) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,

h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.16. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

b) jeśli w skład układu pomiarowego 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 PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,

e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

A.6.1. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb:

a) rozliczeń na RB,

b) regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,

c) rynku mocy,

OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę zgodnie z zapisami IRiESD OSDp.

Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,

b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSDp,

c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K), w których będzie wskazany POB, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.2.3.3. zawartą z OSDp,

d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,

e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz ich dane teleadresowe,

f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD OSDp,

g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,

h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,

i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,

j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,

k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy OSDp, a OSDn.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., OSDn musi posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz IRiESD i IRiESD OSDp.

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

a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a OSP,

b) o których mowa w pkt A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,

c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a OSDn,

d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci OSDn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń na RB, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD i IRiESD OSDp,

b) przekazywania do OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,

d) niezwłocznego przekazywania OSDp 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 OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD i IRiESD OSDp,

b) przekazywania do OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących dla regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej zgodnie z WDB,

d) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, tj. weryfikacji wykonania obowiązku mocowego, testowego okresu zagrożenia, procesu rozliczeń oraz przeprowadzenia testu redukcji zapotrzebowania, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD i IRiESD OSDp,

b) przekazywania do OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,

d) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez OSDp do OSP na potrzeb rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,

b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje OSDp informacje o wyżej wymienionych POB, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3.d).

A.6.8. Wyznaczanie i przekazywanie do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp oraz odpowiednio WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp).

A.6.10. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn 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, OSDn 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 danych OSDn do OSDp na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE

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

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.6. lit. b), innego niż sprzedawca,
2) upoważnia OSDn do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

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

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. A.3.6. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze przepisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
2) upoważnienie dla OSDn do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość.

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

Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSDn upoważnienia zawartego w treści umowy kompleksowej na każde uzasadnione żądanie OSDn, poprzez przekazanie wyciągu z tej umowy w zakresie obejmującym co najmniej treść takiego upoważnienia oraz podpis URD, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.1.

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

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
   a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.9.,
   b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.11.,
2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą;
3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez OSDn umowa kompleksowa z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

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

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

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

Zasady składania oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7. oraz IRiESD.

A.7.3. OSDn nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:
1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust.1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas, gdy w okresie wstrzymania dojedzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.7.),
2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z OSDn GUD-K, która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze OSDn, składa OSDn ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD-K.

A.7.5. Rezerwowa umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.

Umowa ta może ulec rozwiązaniu:
1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania

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

A.7.6. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:
1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSDn do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. A.3.11.;

– OSDn, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSDn sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.
Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia

zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

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

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

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.7.7. OSDn w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.2., wyśle URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo
2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.6. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

A.7.8. Po zawarciu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

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

A.7.10. OSDn udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej.

OSDn udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

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

A.7.12. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSDn nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.13. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. A.7.6. albo rezerwowa umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. A.7.2., ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

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

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

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.6. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
2) upoważnia OSDn do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. A.3.6. lit. a) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze przepisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
2) upoważnienie dla OSDn do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.4., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

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

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
   a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.9.,
   b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.11.,
2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą;

3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez OSDn umowa sprzedaży z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

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

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

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

Sposób składania oferty i oświadczeń o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.6. oraz IRiESD.

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

1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas, gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.7.),
2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z OSDn GUD, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSDn, składa OSDn ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD.

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

Umowa ta może ulec rozwiązaniu:

1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron; lub
2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania;

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

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

1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSDn do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo
2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. A.3.11.;

– OSDn, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSDn sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

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

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

Pkt. B.5. stosuje się odpowiednio.
Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.8.7. OSDn w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.2., wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowe, w tym ceny, albo
2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.19. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

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

A.8.9. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSDn o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.6., zgodnie z pkt. D.2.7.

A.8.10. OSDn udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej.

OSDn udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

A.8.11. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.12. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSDn nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.13. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. A.8.6. albo umowa sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. A.8.2., ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji między OSDn i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub o ile generalna umowa dystrybucyjna tak stanowi - pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie.

A.9.2. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz OSDn, służy dedykowany system IT OSP składający się z:

a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych – PWDS,
b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych – PWDP.

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

A.10.1. Certyfikacja ORed

A.10.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa WDB.

A.10.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
   a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących

odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),

c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDn w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDn oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDn).

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

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorów na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. 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.10.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) OSP we współpracy z OSDn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;

2) OSDp we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią 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 innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

3) OSDn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.10.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn 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 OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

   OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez

ORed kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.

OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDn 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 OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

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

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

   W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

1) W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:
   a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6. ppkt 1), lub
   b) odpowiednio OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna niewydania Certyfikatu dla ORed została usunięta

(w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),

- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

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

A.10.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.

A.10.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1).

A.10.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

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

1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

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

1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.1.3.;
5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy

z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;

6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn 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 interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP),
   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 OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

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

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

A.10.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.1.3.

A.10.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.10.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego OSDp.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

A.10.1.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) Numer certyfikatu i identyfikator Ored, z zastrzeżeniem pkt. A.10.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie
2) Lokalizację sieciową Ored przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDn;
3) Dane Ored (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w Ored z zastrzeżeniem pkt. A.10.1.13. zdanie trzecie;
4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE danego 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 OSDn 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.10.1.12. ppkt 3) lit.a);
8) Informację, czy Odbiorca w Ored jest OSDn.

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

A.10.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.1.7.1. i A.10.1.8.3., OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

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

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

1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
   b) OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
   c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP),
2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
3) Oświadczenia:
   a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem

wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,

b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,

d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,

e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

A.10.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. A.10.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.
W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt. A.10.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.1.12. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.1.12.

W przypadku braku zgód, o których mowa w pkt. A.10.1.12., ORed w systemie IP DSR rejestrowany jest ze statusem „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt. A.10.1.12. ppkt. 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt. A.10.1.12.

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

A.10.1.15. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) Gdy OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.; OSDn 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 OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp do OSP.

A.10.1.16. 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.10.1.3. odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez 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.10.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12. i A.10.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

A.10.1.18. OSDp i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. A.10.1.12. i A.10.1.14.

A.10.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.10.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

A.10.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, w wyniku wezwania OSP do redukcji w ramach tej usługi.

OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje w dobie n+4 zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.2.7. – A.10.2.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.2.5.

A.10.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do OSDn i OSDp przesyła do OSP dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.10.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dotyczące PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.10.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *n*), o którym mowa w pkt. A.10.2.7., w terminie do doby *n+2*,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.10.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca *m+1*,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.8.2.9., za miesiąc *m*, w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

OSDn przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe 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.

Wymiana informacji i komunikatów pomiędzy OSDn i OSDp dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.1.

A.10.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby n+1 do doby n+4.

A.10.2.8. Do 5 dnia 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 OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt. A.10.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia miesiąca *m+1*. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca *m+1* poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym *m+1*, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.10.2.7.

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.10.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp 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 miesiąca *m+2* i *m+4*. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca *m+2* i *m+4* poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.

A.10.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci OSDn. Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSDn i opublikowany na stronie internetowej OSDn lub w siedzibie OSDn.

B.2. OSDn w terminie:

a) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż w gospodarstwie domowym,

wysyła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,
  albo
- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez OSDn i uzgodnionej przez OSDn i URD_O, powinna być dostarczona do OSDn nie później niż do dnia otrzymania przez OSDn powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem pkt. B.7.

B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD_O ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej w przypadku, gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD_O ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSDn dla URD_O posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSDn a sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku zawarcia przez URD_O z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji

zawartą z OSDn, której stroną był ten URD_O. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział D.

B.7. Dla URD_O posiadającego umowę kompleksową, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD_O wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt. D.2.1., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URD_O obejmującego zgodę URD_O na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonej na stronie internetowej OSDn lub dostępnej w siedzibie OSDn,
b) taryfy OSDn oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSDn,
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 OSDn oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

Z dniem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa powyżej, następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD_O i OSDn, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. W takim przypadku OSDn, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, przekazuje sprzedawcy upoważnionemu przez URD_O potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Oświadczenie złożone przez URD_O o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie OSDn, sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSDn oświadczenia URD_O nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od 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 i sprzedawcą.

B.8. W przypadku zawarcia przez URD_O z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSDn.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSDn Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_W oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1., po wskazaniu POB przez URD_W oraz URD_{ME}. Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.11. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, z URD_O wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.

B.12. OSDn 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 OSDn

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. OSDn realizuje zadania Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSDn może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.2. Administrowanie przez OSDn danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy oraz usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

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

Przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych do OSP, o którym mowa w ppkt. f) odbywa się na zasadach określonych w umowie zawartej z OSDp, o której mowa w pkt. A.4.1. oraz IRiESD OSDp.

C.3. OSDn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSDn pozyskuje te dane w postaci:

a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci OSDn w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,
b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

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

Dane pomiarowe, o których mowa:

1) w powyższym ppkt. a), OSDn pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
2) w powyższym ppkt. b), OSDn pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSDn, a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSDn harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.

C.4. OSDn wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.2.c), pkt. C.2.e) i pkt. C.2.f), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.5. OSDn wyznacza ilości energii wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD-Bilansowanie, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub braku układu transmisji danych lub,
c) danych szacunkowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania danych rzeczywistych lub,
d) standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G), ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

C.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez OSDn wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

1) dla danych, o których mowa w pkt. C.3 a):
   a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
   b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej.
2) dla danych, o których mowa w pkt. C.3 b):
   a) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez OSDn lub,
   b) ostatniego posiadanego przez OSDn odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego

zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSDn posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe OSDn udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSDn rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez OSDn, OSDn informuje o tym fakcie sprzedawcę.

C.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSDn w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDn dla podmiotów posiadających zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji lub GUD, bądź GUD-K poprzez systemy wymiany informacji OSDn, na zasadach i w terminach określonych w niniejszej IRiESD.

C.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDn wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla OSP na zasadach określonych w IRiESD oraz w umowie zawartej z OSDp, zachowując zgodność przekazywanych danych.

C.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSDn udostępnia następujące dane pomiarowe:

Sprzedawcom:

a) o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy OSDn, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez OSDn, z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy OSDn, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
b) za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDn, w przypadku URD będącego osobą fizyczną za zgodą tego URD,
c) oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację;

URD:

1) o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
2) godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy OSDn i URD.

zachowując zgodność przekazywanych danych w/w podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.12. OSDn udostępnia Sprzedawcy, z którym URD ma podpisaną umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, dane pomiarowe, o których mowa w pkt. C.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSDn). Szczegółowe zasady udostępniania wstępnych danych pomiarowych mogą zostać określone w GUD lub GUD-K. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.13. Dane pomiarowe wyznaczone przez OSDn na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są do OSDp zgodnie z umową, o której mowa w pkt. A.4.1.

2) URD, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSDn przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

OSDn dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.14. URD, Sprzedawcy oraz OSDp mają prawo wystąpić do OSDn z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD - Bilansowanie.

C.15. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy OSDn, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE, bądź numeru fabrycznego licznika energii elektrycznej.

C.16. OSDn nie później niż do dziesięciu dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

OSDn nie później niż do dziesięciu dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.17. OSDn 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.18. OSDn po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:
1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD,
2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD,
3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.19. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, w przypadku awarii licznika zdalnego odczytu, OSDn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDn oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

C.20. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, OSDn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDn oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD oraz GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z OSDn.

Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w pkt. D.3., rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSDn od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. i nie powinien przekroczyć 21 dni kalendarzowych.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.3.7. i pkt. D.3.8.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe stanowiące własność OSDn dostosowywane są do wymagań wskazanych w IRiESD nie później niż na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego nie dotyczy rozdzielenia umowy kompleksowej.

D.1.4. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez OSDn odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z 5 dniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci OSDn na niskim napięciu, OSDn może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:

1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSDn najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSDn,

a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1),

2) ostatniego posiadanego przez OSDn odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji za który OSDn posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

D.1.6. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą mającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucyjną dla usługi kompleksowej z OSDn.

D.1.7. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę.

D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.

D.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji.

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

D.2.1. Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URD powiadamia OSDn o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej.

Powiadomienie może być zgłaszane do OSDn w formie papierowej. Szczegółowe zasady powiadamiania określone są w GUD i GUD-K.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży lub umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powiadomienia 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 terminu 14 dni na odstąpienie od umów.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OSDn o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, w przypadku, gdy umowy te zostały zawarte poza lokalem przedsiębiorstwa z URD w gospodarstwie domowym.

D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa **Załącznik nr 2** do niniejszej IRiESD.

D.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej winno być dokonane na co najmniej 21-dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej i nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed tą datą.
W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSDn lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, sprzedawca zgłasza je do OSDn za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSDn. OSDn informuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.

D.2.4. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSDn, o którym mowa w pkt. D.2.1, w imieniu URD oraz złożyć do OSDn jego kopię, bądź oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDn o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym w GUD lub GUD-K z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych.

D.2.6. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do powiadomienia OSDn, nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do niniejszej IRiESD.

D.2.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSDn o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

D.2.8. W przypadku niedotrzymania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej terminu, o którym mowa w pkt. D.2.6. lub pkt. D.2.7. uznaje się, że sprzedaż energii elektrycznej do URDo jest nadal prowadzona przez obecnego Sprzedawcę na dotychczasowych warunkach. OSDn będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSDn od Sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

D.2.9. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt. D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową.
Umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.

D.3.2. URDo lub upoważniony przez niego nowy Sprzedawca wypowiada umowę kompleksową lub umowę sprzedaży zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.3.3. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. i pkt. D.2. oraz zawarcie:
a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSDn, a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży albo
b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą, a URD.

D.3.4. W przypadku otrzymania wniosku URD bądź sprzedawcy działającego w imieniu URD, o zawarcie umowy dystrybucji z OSDn, OSDn niezwłocznie po pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., przesyła URD, bądź sprzedawcy, parafowaną umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zgodnie z pkt. B.7. Umowa o świadczenie usług dystrybucji musi być zawarta przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.
W przypadku wypowiedzenia przez URD umowy kompleksowej bądź umowy sprzedaży zawartej z OSDn, rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej w ramach nowej umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, bądź nowej umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą, następuje z dniem rozwiązania dotychczasowej umowy.

D.3.5. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSDn, chyba że w powiadomieniu określony został termin późniejszy rozpoczęcia

sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w pkt. D.2.3.

D.3.6. OSDn w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z OSDn.

D.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, OSDn informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wskazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.

D.3.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w pkt. D.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSDn dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem pkt. D.1.3., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

D.3.9. OSDn w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.6. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu.
Listę kodów określających braki i błędy określa Załącznik nr 3 do niniejszej IRiESD.

D.3.10. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia OSDn przekazuje do URDo informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

D.3.11. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt. D.3.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. D.2.1.

D.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.4.1. OSDn udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

D.4.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:
a) na stronach internetowych OSDn,
b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDn.

D.4.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:
a) osobiście w siedzibie OSDn,
b) listownie na adres OSDn,
c) pocztą elektroniczną,
d) faksem,
e) telefonicznie.

OSDn udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.4.4. OSDn informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
c) procedurach zmiany sprzedawcy,
d) wymaganych umowach,
e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
g) zasadach ustanawiania i zmiany POB,
h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

D.4.5. Lista sprzedawców mających zawarte GUD i GUD-K z OSDn jest publikowana na stronie internetowej OSDn.

D.4.6. Na wniosek URD, OSDn przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.6. lit. a) lub b).

E. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD OSDp, WDB oraz umowy, o której mowa w pkt. A.4.1.

POB jest ustanawiany przez:

a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSDn,
b) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn,
c) URD_{ME} przyłączonego do sieci OSDn.

W przypadku URD_O przyłączonego do sieci OSDn, POB jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży labo umowę kompleksową.

E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, URDw lub URD_{ME} jest realizowany przez OSDp.

Zgodnie z IRiESD OSDp proces ustanawiania i zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, URDw lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

1) sprzedawca, URDw lub URD_{ME} powiadamia OSDp, na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, o ustanowieniu POB lub planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy, URDw lub URD_{ME} przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB, jak i sprzedawcę, URDw lub URD_{ME},

2) OSDp dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi,

3) OSDp, w przypadku pozytywnej weryfikacji:

a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucyjnej z tym POB – w przypadku zmiany POB,

b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URDw lub URD_{ME} oraz nowego POB o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB,

c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URDo posiadających umowę sprzedaży lub umowę kompleksową ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URDw oraz URD_{ME} do MB nowego POB,

4) OSDp, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz sprzedawcę, URDw lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1) może dokonać również nowy POB upoważniony przez sprzedawcę, URDw lub URD_{ME}. Powiadomienie to może być wykonane również w formie elektronicznej poprzez dedykowany adres poczty elektronicznej

E.3. Udział OSDn w procedurze ustanawiania i zmiany POB związany jest z następującymi czynnościami:

1) Sprzedawca, URDw lub URD_{ME} powiadamia OSDn o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy, URDw lub URD_{ME} przez nowego POB, wypełniając formularz powiadomienia zawarty w GUD, bądź GUD-K, jaka wiąże sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} z OSDn,

2) OSDn powiadamia OSDp o planowanej zmianie POB przez sprzedawcę, URDw lub $URD_{ME,}$

3) po otrzymaniu powiadomienia i jego pozytywnej weryfikacji OSDp przeprowadza procedurę ustanawianie lub zmiany POB zgodnie z procedurą zawartą w IRiESD OSDp,

4) po zakończeniu procedury ustanawiania lub zmiany POB, OSDp informuje dotychczasowego POB, nowego POB oraz sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME} o dacie, w której następuje zmiana POB.

5) Sprzedawca oraz URD_w lub URD_{ME} po uzyskaniu informacji od OSDp o zakończeniu procedury zmiany POB informują o tym fakcie OSDn w terminie i na formularzu zgodnym z GUD lub GUD-K zawartą ze sprzedawcą lub z umową o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartą z URD_w lub URD_{ME}. Wymóg ten dotyczy również przypadku zaprzestania działalności (w tym planowanej) przez POB na RB.

E.4. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje nie wcześniej niż po 5 dniach roboczych od daty pozytywnej weryfikacji powiadomienia określonego w pkt E.2., z zastrzeżeniem pkt E.6.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę, URDw lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na RB, jeżeli sprzedawca, URDw lub URD_{ME} przekaże OSDp powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na RB przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez OSDp pozytywnej

weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na RB.

E.5. Z dniem zmiany POB, OSDp przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB) z uwzględnieniem, że:

1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;

2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O;

3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_W, MB_{AW}, MB_{AFW} lub MB_{APV};

4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_O lub MB_{AO};

5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_W lub MB_{AM}.

Dla URD, którzy są bilansowani handlowo w jednym z następujących MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AFW}, MB_{APV} lub MB_{AM} w przypadku, gdy nastąpi zmiana POB, wówczas bilansowanie handlowe tych URD jest realizowane odpowiednio w:

1) MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AFW}, MB_{APV} lub MB_{AM} jeśli dany POB posiada wymienione MB, albo
2) MB_O lub MB_W jeśli dany POB nie posiada MB wymienionych w ppkt 1).

E.6. Jeżeli OSDp otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. przed datą nadania i uaktywnienia na RB, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSDp, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

E.7. Z zastrzeżeniem pkt E.2., E.4. i E.5., w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu dla URD_O w przypadku utraty POB przez URD_W lub URD_{ME}.

E.8. Jeżeli URDw lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URDw lub URD_{ME}, w porozumieniu z OSDn, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSDn, a OSDn ma prawo do wyłączenia tego URDw lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone powinny zostać określone w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn, a URDw lub URD_{ME}.

E.9. OSDp niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe oraz OSDn, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB.

W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału.

E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego poinformowania OSDp, sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał oraz OSDn, o zaprzestaniu działalności na RB.

E.11. Powiadomienie OSDp o zakończeniu prowadzenia przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB, a sprzedawcą albo pomiędzy POB a URD_W albo między POB a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez OSDp, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2., E.4. i E.5.

F. ZASADY OPRACOWYWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

F.1. OSDn opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN oraz o mocy umownej nie większej niż 40 kW lub na podstawie standardowych profili zużycia publikowanych przez OSDp.

F.2. Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w pkt. F.1., OSDn na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,
b) grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub 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 OSDn na potrzeby, o których mowa w pkt. C.2.

F.3. Przydzielony dla odbiorcy profil w razie wystąpienia takiej konieczności mogą zostać określone w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSDn.

F.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. F.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDn. W takim przypadku OSDn dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w GUD.

F.5. W przypadku, gdy do sieci dystrybucyjnej OSDn zostaną przyłączeni URD o mocy do 40 kW, OSDn opracuje i opublikuje standardowe profile zużycia.

F.6. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. F.1., którzy skorzystali z możliwości wyboru sprzedawcy, wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe zintegrowane z lokalnym systemem pomiarowo-rozliczeniowym (LSPR) OSDn, przy określaniu

dobowo-godzinowego poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, OSDn stosuje w pierwszej kolejności dane rzeczywiste pozyskane z LSPR. W przypadku braku możliwości określenia poboru w oparciu o rzeczywiste dane z LSPR zastosowanie mają zasady opisane od pkt. F.2. do pkt. F.5.

G. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

G.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście, faksową lub pocztą elektroniczną) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

G.2. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt. G.3.

Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r.- Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSDn umowę dystrybucji lub umowę kompleksową zawartą z OSDn, reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSDn.

Reklamacje powinny być dostarczone w formie pisemnej do siedziby OSDn:

ZARMEN GPP Sp. z o.o.

ul. Chłodna 51

00-867 Warszawa

Strona internetowa OSDn dostępna jest pod adresem: http://www.zarmengpp.pl

G.3. OSDn samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt. A.1.1.:

1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,
2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
3) powiadamianie, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
   a) lokalnych komunikatów i ogłoszeń w formie papierowej, ogłoszeń internetowych, indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
4) informowanie na piśmie z co najmniej:
   a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków

funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

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 OSDn dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II.2.2.2.,
7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy OSDn,
8) Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r.- Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

G.4. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. G.3., realizowane jest w następujący sposób:

1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do OSDn. OSDn dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do OSDn w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSDn bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym OSDn w terminie 2 dni roboczych. OSDn 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 OSDn przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSDn w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSDn przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie OSDn,
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 elektryczne,

   sprzedawca przekazuje OSDn w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.

   OSDn po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

6a) w przypadku udzielenia URD przez OSDn bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSDn a sprzedawcą,

6b) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSDn reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSDn po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej bądź niewykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSDn w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSDn niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,
8) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSDn, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSDn kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7).

G.5. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSDn powinno zawierać w szczególności:
a) dane adresowe podmiotu,

b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
c) zgłaszane żądanie,
d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b) - d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSDn. W przypadku, gdy zgłoszenie reklamacyjne zawiera uchybienia, OSDn niezwłocznie wzywa podmiot zgłaszający reklamację do ich uzupełnienia, a następnie rozpatruje reklamację w terminach, o których mowa w pkt. G.6, licząc od dnia wpływu zgłoszenia reklamacyjnego pozbawionego uchybień.

G.6. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
a) określonym w pkt. G.4. – 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 OSDn usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSDn,
c) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:
- w przypadkach, o których mowa w ppkt. a) – w sposób określony w GUD-K,
- w przypadkach, o których mowa w ppkt. b) i c) - w sposób określony w pkt. G.1.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSDn we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

G.7. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt. G.6. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji.

Wniosek powinien zawierać:
a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania,
b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. G.2. odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

G.8. OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. OSDn 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. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

G.9. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDn, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSDn i podmiot składający reklamację.

G.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

H.1. OSDn identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

H.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
a) ograniczenia elektrowniane,
b) ograniczenia sieciowe.

H.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.

H.4. OSDn 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.

H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSDn 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.

H.6. OSDn 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.

H.7. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn 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 jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;

H.8. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

H.9. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSDn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

ZARMEN GPP Sp. z o.o.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa

PROJEKT

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej IRiESD następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
DUŁ	Dostawca usługi ładowania
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD – Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESD – Korzystanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IWR	Instrukcja współpracy ruchowej
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
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{AW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze inne niż: farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{AFW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym
MB_{AO}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym

MB_{AM}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym
MB_{APV}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym
$_{FD}MB$	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Napięcie niskie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Obiekt Redukcji
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego mający bezpośrednie połączenie z OSP
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadający bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączony do OSDp
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OZE	Odnawialne źródło energii
PDE	Punkt Dostarczania Energii
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, zgodnie ze wzorem: $$PIt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{Psti^3}{12}}$$ gdzie: i - rząd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut,
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin Rynku Mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie,
SN, sN	Średnie napięcie,
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia

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

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznych, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: h - rząd harmonicznej

gdzie: Uh - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

URB Uczestnik Rynku Bilansującego

URD Uczestnik Rynku Detalicznego

URD_{ME} Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW

URD_O Uczestnik Rynku Detalicznego typu Odbiorca energii

URD_W Uczestnik Rynku Detalicznego typu Wytwórca energii

URE Urząd Regulacji Energetyki

WDB Warunki dotyczące bilansowania

WIRE System wymiany informacji o rynku energii

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna lub podmiot odpowiedzialny za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku, którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku, którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dostawca usługi ładowania	Dostawca usługi ładowania w rozumieniu ustawy o elektromobilności.
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.
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawarta umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K)	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.
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 ubiegających się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci, podzielone wg następujących kryteriów: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110kV, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW

lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

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

f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony. lecz nie dłuższy niż rok.

Instalacja odnawialnego źródła energii

Instalacja stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii lub
b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytarzania biogazu rolniczego,

- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazynu biogazu rolniczego.

Jednostka Grafikowa (JG)

Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej.

Jednostka wytwórcza

Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - 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

Jednostka wytwórcza:

a) przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo

b) kondensacyjna o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowa przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, albo

c) przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona.

Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Licznik / Licznik energii elektrycznej

Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.

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 tą energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik zdalnego odczytu

Zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiający dwustronną komunikację z system teleinformatycznym OSDn.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa z instalacjami

	należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstwa od niego zależnych.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej
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.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona 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, przyłączoną 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 energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego, a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem rynku bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB, a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której

łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.

Moc bezpieczna Moc czynna określona przez odbiorcę, przy której wprowadzane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie powodują zagrożenia bezpieczeństwa osób, uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.

Moc dyspozycyjna Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energi 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 lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

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

a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią te-go operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

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).
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Nielegalne pobieranie energii	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.
Niskie napięcie	Napięcie nie wyższe niż 1 kV.
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.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. -Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. 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	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.

Obszar rynku bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca grafikowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany godzinowo posiadający układy pomiarowo-rozliczeniowe z możliwością rejestracji rzeczywistych godzinowych wartości poboru energii elektrycznej.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca profilowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany za pomocą profili, przyłączony bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej poniżej 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 2021 r.), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi 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, eksploatację, konserwację remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator rozliczeń	Podmiot, o którym mowa w art. 47 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 poz. 1874);
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDn)	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, nie posiadające bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączone do OSDp
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDp)	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna jest połączona siecią innego operatora systemu dystrybucyjnego, a który jednocześnie posiada bezpośrednie

	połączenie z siecią przesyłową operatora systemu przesyłowego.
Operator systemu przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia zmiany sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie 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 statystce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294).
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 1995 r. 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.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Punkt dostarczania energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt pomiarowy	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt Poboru Energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do

	prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych 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	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Saldo dekrementujące	Liczba jednostek [kWh lub PLN] pozostałych do wykorzystania w poszczególnych strefach taryfowych przez URD_o. Saldo prowadzone jest w systemie informatycznym sprzedawcy.
Samoczynne częstotliwościowe odciążenie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
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.

Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednią sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przed podmiot zajmujący się jej obrotem.
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.
Standardowy profil zużycia (profil)	Zastępcza zmienność obciążenia dobowego odbiorców o zbliżonej charakterystyce poboru, ustalona na drodze analitycznej.
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.
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 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System pomiarowo-rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, systemów automatycznej rejestracji danych oraz z innych systemów.
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 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.
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.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
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.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo -kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych

	wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy OSDn i URDo lub URDw oraz określa warunki świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym OSDn dostarcza energię elektryczną lub pobiera energię elektryczną w przypadku URDw. Rozliczenia wynikające z umowy o świadczenie usług dystrybucji dokonywane są w oparciu o Taryfę dla energii elektrycznej OSDn w zakresie dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.
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 późn.zm.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.

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 z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZARMEN GPP Sp. z o.o.*

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH I 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.4.1.6 - II.4.1.8. 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 niespełniających tych wymagań.

1.2. OSDn 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 3,68 kW 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 OSDn.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSDn 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. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSDn i w obecności jego przedstawiciela.

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 zasilania odbiorców.

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 OSDn koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. oraz pkt. 2.2. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub 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 I WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego załącznika.
Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.

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 spełniać wymagania zawarte w pkt. 3.16.

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. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

3.6. W zależności od rodzaju pracy 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. OSDn 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.
W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo

3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone 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 dodatkowych 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 OSDn.

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. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.13. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSDn.

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

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

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

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

OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia poprawiają e bezpieczeństwo pracy sieci.

3.17. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone.

3.18. <u>Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.</u>

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

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

3.18.3. 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.

3.18.4. OSDn może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

3.18.5. 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.

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

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSDn w warunkach przyłączenia.

4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy 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 elektrowniach 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 elektrowniach 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 minimum 30 s 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 pkt. 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:

różnica napięć – $\Delta U < \pm 10\ \%\ Un$,
różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,
różnica kąta fazowego – $\Delta\varphi < \pm 10°$.

5.5. OSDn może ustalić węższe 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 OSDn.

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:

SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
SkV – 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, za wyjątkiem elektrowni wiatrowych, dla których współczynnik Plt określono w pkt. 7.7.3.

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:
SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
SkV – 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,
- Ia/Ir - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,
- 8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

Ia – prąd rozruchowy,
Ir – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA ELEKTROWNI WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

7.1.1. Elektrownie 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.

7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 7 niniejszego załącznika obowiązują elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

7.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektrownie wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 7. niniejszego załącznika po ich modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.

7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,
b) praca przy różnym napięciu 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,
g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
h) monitoring i systemy telekomunikacji,
i) testy sprawdzające.

7.1.5. OSDn ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla elektrownie wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

7.1.6. 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

7.1.7. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

7.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określane przez OSDn w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.

7.1.9. OSDn może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy i zażądać, aby regulacja mocy elektrowni wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

7.1.10. Elektrownia wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez OSDn, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

7.2. Regulacja mocy czynnej elektrowni wiatrowej

7.2.1. 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),

z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

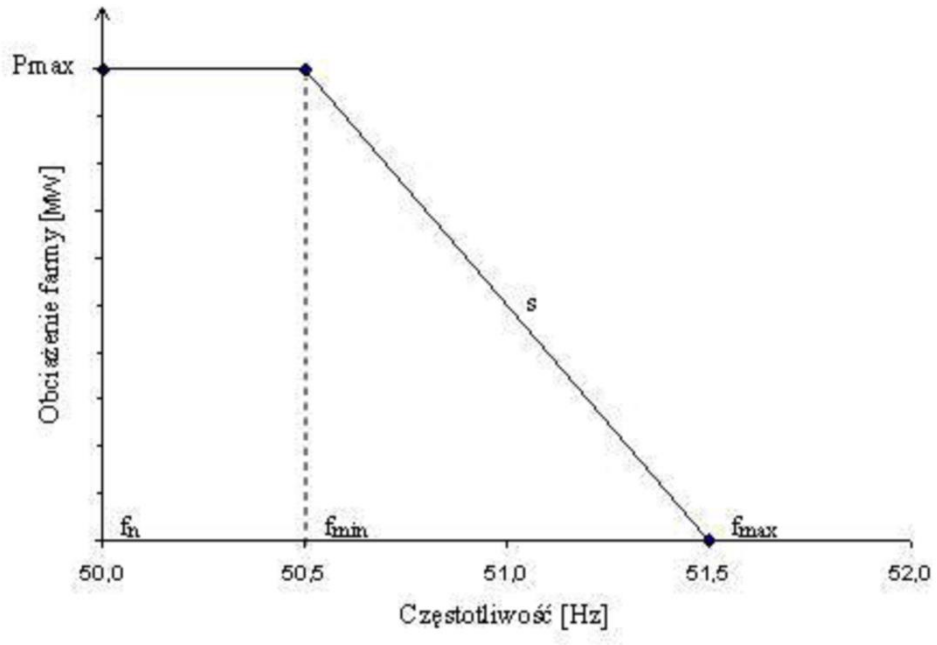
7.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością ± 5 %) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

7.2.3. W normalnych warunkach pracy elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej elektrowni wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

7.2.4. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez elektrownie wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSDn poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej.

7.2.5. 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	**Jedn.**	**Opis**	**Wartość domyślna**	**Zakres nastawczy parametru ustawialnego**
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷f_{gr}) Hz
f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy elektrowni wiatrowej	52,5	-
P_{max}	MW	Moc elektrowni wiatrowej z jaką elektrownia 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 elektrowni wiatrowej $s=[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

7.2.6. 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 elektrowni wiatrowej.

7.2.7. Określona w pkt. 7.2.5.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania elektrowni wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy elektrowni 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 elektrowni wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 7.2.5. 2) - 3).

7.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej elektrowni wiatrowej zaleca się, aby każda pojedyncza turbina wiatrowa elektrowni 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.

7.2.9. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc elektrowni wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy elektrowni wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej elektrowni wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę.

7.2.10. OSDn, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela elektrowni wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

7.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSDn, może polecić całkowite wyłączenie elektrowni wiatrowej. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania elektrowni wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz elektrownia 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 elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) Przy 50,5 < f ≤ 51,5 Hz elektrownia 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 elektrownię wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

7.3.2. Elektrownia wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 7.3.1.a) i pkt. 7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w zakresie +/-10 % Un – dla sieci SN.

7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podana powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.

7.3.5. OSDn może określić w warunkach przyłączenia elektrowni wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia elektrowni wiatrowej.

7.3.6. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej OSDn może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 7.3.1. do 7.3.5.

7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych

7.4.1. Elektrownia 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.

7.4.2. Podczas każdego uruchamiania elektrowni wiatrowej gradient przyrostu mocy elektrowni wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika.

7.4.3. Algorytm uruchamiania elektrowni wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

7.4.4. W przypadku elektrownie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, OSDn 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 elektrowni wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

7.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii elektrowni wiatrowej, redukcja mocy elektrowni wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

7.5.1. Wyposażenie elektrowni 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 i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. OSDn w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

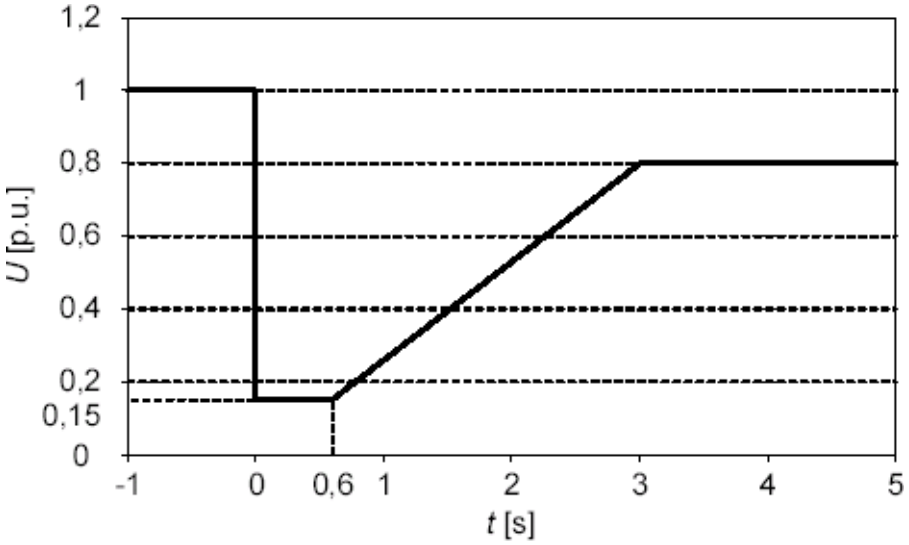
7.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, elektrownia wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.

7.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni 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.

7.5.5. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni 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.

7.6. Praca elektrowni wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

7.6.1. 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.



7.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSDn może wymagać by elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSDn w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

7.6.3. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system.

7.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 7.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), elektrownia 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 elektrowni wiatrowej.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni 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.

7.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy elektrowni wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

7.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia elektrowni 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.

7.7.4. Elektrownie 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.

7.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 7.7.1. do 7.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

7.7.6. Elektrownie wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu). Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu

7.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

7.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez elektrownię wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

7.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

7.8.1. Właściciel elektrowni wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących elektrownię przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń elektrowni wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

7.8.3. Nastawy zabezpieczeń elektrowni wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni wiatrowej.

7.8.4. Zwarcia wewnątrz elektrowni wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej elektrowni.

7.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,
b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,
c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego.

Wyniki analiz należy przekazać do OSDn.

7.9. Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu

7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry elektrowni.

Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określają warunki przyłączenia.

7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych OSDn pomiarów wielkości analogowych z elektrowni wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,
b) mocy biernej,
c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
d) współczynnika mocy cos φ,
e) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.

7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych OSDn danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, 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 elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

7.9.4. Jako standardowe wyposażenie elektrowni 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.

7.9.5. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla

przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

7.9.6. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

7.9.7. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i OSDn, określa OSDn na etapie projektowania.

7.9.8. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV 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.

7.10. Testy sprawdzające

7.10.1. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.

7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSDn 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.

7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
c) odstawiania elektrowni 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) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.

7.10.4. OSDn wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSDn w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

7.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż elektrownia 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, OSDn ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

8.1. OSDn stosuje kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN i nN zgodnie z zamieszczonymi na stronie internetowej:

a) OSDp TAURON Dystrybucja S.A.

- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*
- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*

8.2. Wytwórcy, którzy planują przyłączenie jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN należącej do OSDn, zobowiązani są do stosowania się do kryteriów przyłączania określonych w dokumentach wyszczególnionych w pkt. 8.1. oraz niniejszej IRiESD.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne

9.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci OSDn poprzez jedno przyłącze, powinna umożliwiać OSDn monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące – np. falownik lub integrator - zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą wszystkich falowników, w tym wspólne zapewnienie spełnienia wymagań zawartych w IRiESD oraz kodeksach sieciowych).

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 OSDn poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych OSDn. Urządzenie sterujące dostarcza OSDn.

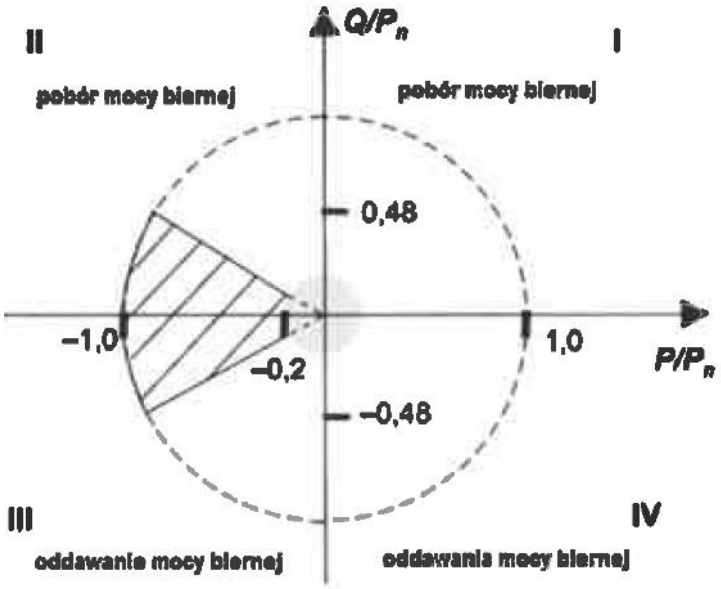
9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

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 U_n do 1,1 U_n z następującą mocą bierną:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSDn w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od cos $\varphi=0{,}9_{ind}$ do cos $\varphi=0{,}9_{poj}$, 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. 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 $\varphi=0{,}9_{ind}$ do cos $\varphi=0{,}9_{poj}$, 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 OSDn. 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 przedstawianych na rys. 3 i 4.

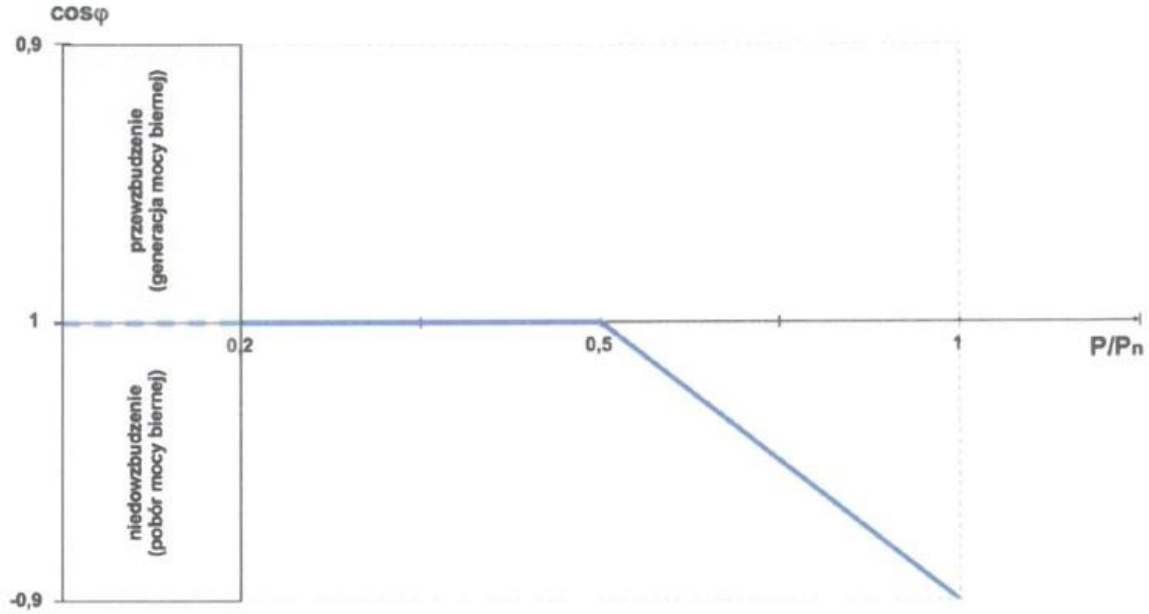
Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia z OSDn, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, 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 OSDn.

Rys.4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikrointalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSDn.

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 OSDn.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej.

9.1.3.1. Mikroinstalacja powinna umożliwiać przyjęcie od OSDn polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz w przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, poprzez 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 zmniejszenia 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 OSDn, 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 U_n	195,5 V	1,5 s	1.2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 U_n	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U_n	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 U_n	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 U_n	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U_n	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. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączanie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw – zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.5.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n,
c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% P_n/min.

9.1.5.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n,
c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

9.1.5.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza, że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.6. 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, 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 mikroinstalcji musi dysponować przygotowaniem przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela nr 2 Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	$P_n \leq 3{,}68$	$3{,}68 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSDn	-		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 OSDn

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię 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, Ci 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."

Załącznik nr 2 - *zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej*

ZAKRES WYMAGANYCH DANYCH PODCZAS POWIADAMIANIA OSD PRZEZ SPRZEDAWCĘ W IMIENIU WŁASNYM I ODBIORCY KOŃCOWEGO O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej (wzór formularza)

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	**Dane sprzedawcy**
3.1.	nazwa
3.2.	kod nadany przez OSP lub OSDp (w przypadku, kiedy OSDp nadał taki kod albo stosuje kod nadany przez OSP)
4.	**Nazwa sprzedawcy rezerwowego**
5.	**Dane URD (odbiorcy końcowego)**
5.1.	Nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	Miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	**Dane punktu poboru**
6.1.	kod identyfikacyjny PPE albo w przypadku braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	Miejscowość
6.4.	Ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru
7.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objęta umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres dłuższy niż rok planowana ilość energii elektrycznej objęta umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku niepodania tej wartości zostanie ona określona przez OSDn i traktowana według takich samych zasad, jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSDn nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB, do którego ma być przypisany URD*
10.	Oświadczenie URD, że wnioskuje o zawarcie/aktualizację umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn (jeżeli procedura zmiany umowy jest prowadzona jednocześnie z procedurą zmiany sprzedawcy, w pozostałych przypadkach pole pozostaje niewypełnione)
11.	Imię, nazwisko oraz podpis(-y) osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

*dany OSDn wskaże czy wypełnienie pozycji jest obowiązkowe (jeżeli wypełnienie nie jest obowiązkowe pole pozostaje niewypełnione)

UWAGA: przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej może nie wymagać podawania wszystkich danych zawartych w powyższym formularzu powiadomienia, przy zachowaniu numeracji punktów formularza.

Załącznik nr 3 - *lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej –*

LISTA KODÓW, KTÓRYMI OSD INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD, a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD pomiędzy OSD, a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

Załącznik nr 4 - *istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami*

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. OSDn i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
   1) ustawa Prawo energetyczne (Ustawa),
   2) ustawa OZE,
   3) IRiESD,
   4) WDB,
   5) Taryfa OSDn.
2. IRiESD zatwierdzona przez Zarząd OSDn stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują OSDn i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSDn wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a OSP;
   2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn a OSDp;
   4) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez sprzedawcę - przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
   5) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. OSDn 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 OSDn 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 OSDn określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSDn umów kompleksowych;
   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania OSDn 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 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 OSDn;
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 OSDn i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSDn 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. OSDn zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSDn i przyjętymi przez OSDn 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 OSDn przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2.;
5. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD oraz Taryfy OSDn;
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. przekazania paszportu PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:

1) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSDn zapytania o paszport PPE - dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSDn o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 40 kW,
2) dziesięciu (10) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSDn zapytania o paszport PPE - dla URD innych niż wymienionych w pkt. l);

w szczególnie uzasadnionych przypadkach terminy określone powyżej mogą być przedłużone o pięć (5) dni roboczych. OSDn poinformuje o tym sprzedawcę przed upływem terminów, o których mowa w pkt. 1) i 2);

OSDn nie przekaże paszportu PPE oraz poinformuje o tym sprzedawcę w przypadkach:

- gdy dany URD nie będzie posiadał Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR), jeżeli obowiązek jej opracowania wynika z IRiESD;
- gdy dany URD nie zrealizuje postanowień umowy o przyłączenie umożliwiających rozpoczęcie dostaw energii elektrycznej.

13. powiadamiania o zmianie Taryfy OSDn oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSDn;
14. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy OSDn, nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
15. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K, na zasadach określonych w GUD-K;
16. informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci OSDn mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. występowania z wnioskiem o wydanie paszportu PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od OSDn danych udostępnionych w paszporcie PPE. OSDn zweryfikuje ze statusem negatywnym powiadomienia o zawartych umowach kompleksowych przyjęte od sprzedawcy w przypadku, gdy sprzedawca nie wystąpi o wydanie paszportu lub w przypadkach określonych w ust. III pkt 12 (za wyjątkiem URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którym świadczona jest usługa dystrybucji);
2. zgłaszania do OSDn informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt. 4;
3. zawierania lub rozwiązania umowy kompleksowej z URD obejmującej wszystkie PPE jednego obiektu oraz dokonania zgłoszeń wszystkich PPE wchodzących w skład danego obiektu. OSDn zweryfikuje ze statusem negatywnym powiadomienia o zawartych lub rozwiązywanych umowach kompleksowych przesłanych przez sprzedawcę w przypadku, gdy sprzedawca nie zgłosi wszystkich PPE wchodzących w skład danego obiektu w sposób umożliwiający

ich jednoczesną weryfikację;

4. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w paszporcie PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji wynikających z IRiESD oraz GUD-K;
5. udzielania, na wniosek OSDn, informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
6. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
7. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
8. informowania OSDn o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
9. przekazywania do OSDn, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
10. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
11. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K, na zasadach określonych w GUD-K;
12. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
13. niezwłocznego przekazywania OSDn informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez OSDn usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
14. 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 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania OSDn 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 wskazane w Załączniku do GUD-K;
15. 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 OSDn;
16. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD postanowień dotyczących

sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

V. Odniesienie do IRiESD oraz Taryfy OSDn w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:
   1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSDn danych pomiarowych i rozliczeniowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD i Taryfie OSDn.
   2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów lub prosumentów zbiorowych, OSDn udostępnia sprzedawcy dane obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn.
   3. Dane, o których mowa w ppkt 1 i 2, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez OSDn serwer / poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

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 OSDn odbywa się w sposób określony, o którym mowa w GUD-K.
   3. Sprzedawca poinformuje URD, że OSDn może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:
   1. OSDn 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 OSDn 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, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB;
      7) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz OSDn zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
   2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt l, 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 OSDn nowych

zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 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 OSDn energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Szczegółowe zasady postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych, zawarte są w IRiESD oraz GUD-K.

IX. 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, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-K, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD 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 na stronie internetowej OSDn zmian IRiESD lub od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSDn najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSDn 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 lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie rezerwowej umowy kompleksowej oraz warunki współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD oraz w GUD-K.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
   1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej (zwanej dalej „rezerwową umową kompleksową"), z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD na warunkach określonych w:
      a) ofercie dotyczącej warunków sprzedaży rezerwowej, zawierającej m.in. wzór rezerwowej umowy kompleksowej, zestawienie aktualnych cen i warunków ich stosowania oraz zasady rozliczeń dla

sprzedaży rezerwowej;

b) IRiESD.

2) przekazuje OSDn aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane dokumenty, o których mowa w ppkt 1) lit. a). W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSDn nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje OSDn w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSDn działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSDn oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.

4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie, o której mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

XI. Postępowanie w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości u URD:

1. W przypadku stwierdzenia, w wyniku wykonywania przez OSDn 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, OSDn 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 OSDn , zgodnie z pkt 3 poniżej.

2. OSDn 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 OSDn 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 OSDn dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością OSDn, 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 OSDn stwierdzi, że URD użytkuje źródło wytwórcze

przyłączone do instalacji URD bez uprzedniego zgłoszenia/przyłączenia do sieci OSDn instalacji wytwórczej lub braku uregulowania umownego;

6) uniemożliwiania dostępu do urządzeń OSDn 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 OSDn;
10) z przyczyn przewidzianych przepisami prawa, w szczególności, jeżeli dalsza realizacja umowy kompleksowej naraziłaby OSDn na odpowiedzialność wobec osób trzecich.

3. Sprzedawca zobowiązuje się do wypowiedzenia na żądanie OSDn umowy kompleksowej dla URD w terminie 7 dni od otrzymania przez sprzedawcę od OSDn 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 OSDn do wstrzymania dostarczania URD energii, zgodnie z przepisem art. 6b Ustawy.

Cześć B

Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:
1. OSDn i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
   1) ustawa Prawo energetyczne (Ustawa),
   2) ustawa OZE,
   3) IRiESD,
   4) WDB,
   5) Taryfa OSDn.
2. IRiESD zatwierdzona przez Zarząd OSDn stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD zatwierdzone przez Zarząd OSDn lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują OSDn i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD zatwierdzonej przez Zarząd OSDn, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD.

   Warunkiem realizacji zobowiązań OSDn wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy

OSDn a OSP;
2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy OSDn a URD;
3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn a OSDp;
4) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez sprzedawcę - przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
5) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.

3. OSDn 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:

I. Na mocy GUD OSDn zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie urnowy sprzedaży - dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn;
2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży- dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSDn.

2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą OSDn określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
l) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSDn umów sprzedaży;
2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania OSDn i sprzedawcy w tym zakresie;
3) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte urnowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
4) wskazanie POB oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB;
5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSDn;
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. OSDn zobowiązuje się w szczególności do:
1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSDn i przyjętymi przez OSDn do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDn przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD;

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 i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSDn;
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD, na zasadach określonych w GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do OSDn informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania OSDn o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD, na zasadach określonych w GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania OSDn informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSDn przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSDn danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD;
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez OSDn serwer, na zasadach, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

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 OSDn odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. OSDn 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 OSDn 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, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 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 OSDn.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. 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, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania na stronie internetowej OSDn zmian IRiESD lub od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSDn najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSDn 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 lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są

w IRiESD oraz w GUD.

2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
   1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD na warunkach określonych w:
      a) ofercie dotyczącej warunków sprzedaży rezerwowej, zawierającej m.in. wzór umowy sprzedaży rezerwowej, zestawienie aktualnych cen i warunków ich stosowania oraz zasady rozliczeń dla sprzedaży rezerwowej;
      b) IRiESD.
   2) przekazuje OSDn aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane dokumenty, o których mowa w ppkt 1) lit. a). W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSDn nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje OSDn w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
   3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSDn działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSDn oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
   4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w sposób, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.