INSTRUKCJA
RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Z upoważnienia Zarządu

Kierownik Wydziału Dystrybucji
i Obrotu Energią Elektryczną

Sławomir Zieliński

……
Podpis i pieczęć osób zatwierdzających

Tekst zatwierdzony przez Zarząd

Data wejścia w życie: 24.10.2022 roku

IRiESD uwzględnia zapisy wynikające:

- *ze zmian IRiESP*
- *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),*
- *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),*
- *ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250),*
- *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),*
- *ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami),*
- *ustawy z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz. U. z 2019 r., poz. 1495),*
- *ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247 z późn. zmianami),*
- *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),*
- *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.*

Spis treści

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 7
I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE 7
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 122
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSDnn 13
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 14
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDnn 14
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 14
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 21
II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 25
II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDnn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 42
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 44
III.1. PRZEPISY OGÓLNE 44
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 45
III.3. PRZEKAZYWANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI 46
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 46
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 46
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 47
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 48
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 48
III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 48
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 48
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 49
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 49
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE 49
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 51
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 51
V. WSPÓŁPRACA OSDnn Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 55
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDnn 56
VI.1. OBOWIĄZKI OSDnn 56
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 57
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 59
VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 59
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 59
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 60

VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 60
VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDn 61
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDnn 62
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 62
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 63
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 64
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 65
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 68
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 71
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 72
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE 72
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY 73
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO 74
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 76
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 79
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDnn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH 82
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE 85
A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI 88
A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI 91
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ 91
A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY OPERATORA OGÓLNODOSTĘPNEJ STACJI ŁADOWANIA Z OSDnn 103
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 104
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 106
D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 111
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE 112
D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ 113
D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo 113
D.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 114
E. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE 115
F. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 118
G. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE 119
H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 123

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI 124
1. OZNACZENIA SKRÓTÓW 124
2. POJĘCIA I DEFINICJE 127
Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej Unihut S.A.* 141
Załącznik nr 2 - *zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej* 162
Załącznik nr 3 - *lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej* – 165
Załącznik nr 4 - *Standardowe profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW* 167

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. Unihut S.A. 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. Unihut S.A. (OSDnn) jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi, ani sieciami OSDp, jest połączony bezpośrednio z siecią dystrybucyjną OSDn - ArcelorMittal Poland S.A., 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 OSDnn"), zgodnie z niniejszą IRiESD – OSDnn.

Unihut S.A. będąc OSDnn prowadzi dystrybucję energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w Krakowie na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w sąsiedztwie ArcelorMittal Poland S.A. oddział w Krakowie, siecią napowietrzno-kablową o napięciu 6kV oraz siecią 0,4 kV z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych za których ruch są odpowiedzialni inni operatorzy Tauron dystrybucja S.A. i ArcelorMittal Poland S.A.

Majątek sieciowy na którym Unihut S.A. prowadzi działalność Operatora jest własnością Spółki oraz dzierżawiony od ArcelorMittal Poland S.A. i RESIN s.c.

I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505,1642, 1873, 2269, 2271, 2376, 2490 z 2022 r. poz. 1.) zwanej dalej: „Ustawą" oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 1320, z 2021 r. poz. 1162),
c) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 2351),
d) 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),
e) ustawy dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 144, 1093),
f) ustawy z dnia 11stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych zwanych dalej „ustawą o elekromobilności" (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 110),
g) koncesji Unihut S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr Nr PEE/97/9106/W/1/98/MS 29 grudnia 1998 r. z późniejszymi decyzjami zmieniającymi
h) decyzji Prezesa URE z dnia 23 kwietnia 2013 r. o wyznaczeniu Unihut S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego,
i) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej Unihut S.A.,

j) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,

k) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego (zwanego dalej: „OSDp") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESDp"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE.

l) 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".

m) określonych w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB", zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,

n) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 1854).

W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstępstwa na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

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

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

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

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 OSDnn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
        (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDnn,
        (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,

I4) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

I.1.9. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDnn,
2) rozwiązanie z OSDnn umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, OSDnn 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 OSDnn,
3) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSDnn i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. OSDnn 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 Unihut S.A.

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, OSDnn 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) OSDnn 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, OSDnn 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, OSDnn:

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 Unihut S.A. do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.

I.1.20. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Zarząd Unihut S.A. oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSDnn publikuje na swojej stronie internetowej.
Zatwierdzoną przez Zarząd Unihut S.A. IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSDnn 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 OSDnn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDnn, 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, OSDnn 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. OSDnn 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 Unihut S.A. oraz Taryfie dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej Unihut S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

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. OSDnn 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 ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,

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. OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej Instrukcji.

I.4.3. OSDnn 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. OSDnn stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSDnn 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 OSDnn,
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 OSDnn,
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.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDnn

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDnn następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDnn

albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ppkt. II.1.17.

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

1) pozyskanie przez podmiot od OSDnn, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,

2) złożenie przez podmiot u OSDnn, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDnn. Wniosek składa się w formie pisemnej.

3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDnn, 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,

4) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSDnn niezwłocznie zwraca zaliczkę,

5) jeżeli złożony wniosek, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez OSDnn, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, OSDnn wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,

6) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSDnn informuje wnioskodawcę,

7) OSDnn na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej lub elektronicznej na adres poczty elektronicznej wnioskodawcy, złożenie wniosku, określając
w szczególności datę jego złożenia,

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

9) wydanie przez OSDnn warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej,

10) zawarcie umowy o przyłączenie,

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

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

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

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

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn. Wniosek dostępny jest: w siedzibie OSDnn oraz na stronie internetowej https://unihut.pl/raporty-biezace/#5-5-osd-aktualne-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

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 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 OSDnn. 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 OSDnn 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. OSDnn 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,

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 OSDnn do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

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

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

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

II.1.15. W przypadku gdy OSDnn 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, OSDnn 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, OSDnn 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) wyrazi zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDnn wydaje warunki przyłączenia;
2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDnn 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 u OSDnn, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. 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 OSDnn.

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

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

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji,
2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalacje wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a Ustawy,
3) rodzaj mikroinstalacji,
4) moc zainstalowaną elektryczną,
5) moc znamionową falownika po stronie AC – w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
6) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację,
7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
8) oświadczenie osoby dokonującej instalacji o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszej IRiESD,

OSDnn 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 OSDnn realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.20. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn,
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. OSDnn 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 OSDnn są regulowane postanowieniami umów.

II.1.24. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.26. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn, wskazane przez OSDnn podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSDnn dane określone w rozdziale II.4.

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

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 OSDnn 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 OSDnn.

II.1.30. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.28. informuje OSDnn 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 OSDnn, pisemnie informuje OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn.

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 OSDnn, określone w niniejszym rozdziale obowiązują sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.2.1.2. OSDnn może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDnn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDnn informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.2.1.9.

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

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

II.2.1.7. W uzasadnionych przypadkach OSDnn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDnn określające w szczególności:
a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDnn 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 OSDnn odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

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

II.2.2.1. OSDnn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDnn, 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. OSDnn 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.

II.2.2.4. OSDnn 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. OSDnn 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.

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

OSDnn 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 OSDnn postanowień o których mowa w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSDnn odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSDnn 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) - OSDnn 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, OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSDnn 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 OSDnn 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., OSDnn 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 OSDnn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn, OSDnn 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 OSDnn i sprzedawcą odbywa się w sposób określony w pkt. A.9.

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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSDnn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSDnn 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 SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDnn.

II.3.2.2. OSDnn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

II.3.4.7. OSDnn 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 OSDnn.

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

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDnn. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane
i zatwierdzane przez OSDnn. 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. OSDnn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDnn.

II.3.5.1.6. OSDnn dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDnn. 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.

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 OSDnn zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

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 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.

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 OSDnn 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.3.5.3.4. 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 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 OSDnn,
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,

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. OSDnn 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 OSDnn lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.3.5.4.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.

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

II.3.5.4.6.7. 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.3.5.4.6.7., 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. OSDnn 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 OSDnn zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSDnn, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn. 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 OSDnn ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

Za zgodą OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, 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. OSDnn 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 OSDnn dzieli się na:

a) 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),
b) 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),
c) 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,
d) 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 OSDnn. 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 OSDnn.

II.3.7.1.11. Dla układów pomiarowych kategorii B4 i pozostałych 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.3.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDnn 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 OSDnn.

II.3.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub OSDnn 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 OSDnn.

II.3.7.1.22. OSDnn 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 OSDnn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDnn 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. OSDnn przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.7.1.25. Jeżeli OSDnn nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDnn 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 OSDnn może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSDnn 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 OSDnn 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, OSDnn 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 B.

II.3.7.2.1. 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 OSDnn 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.3.7.2.2. 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 OSDnn 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.3.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.7.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:
a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej;
b) OSDnn 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 OSDnn,
- pomiaru mocy i energii biernej.

II.3.7.3.2. 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 OSDnn 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.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDnn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do OSDnn 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 OSDnn,
c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

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

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

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

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do OSDnn 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 wskazani przez OSDnn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDnn 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),
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 OSDnn.

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

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

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. Wskazani przez OSDnn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDnn 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 OSDnn.

II.4.4. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.4.4.1. Podmioty przyłączone do sieci OSDnn mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSDnn.
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 OSDnn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDnn.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn 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, OSDp i OSDn 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 OSDnn, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. OSDnn 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 OSDnn 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.
OSDnn 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 blokowe oraz inne urządzenia określone przez OSDnn przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

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

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

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

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

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

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

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

III.6.2. W przypadku powierzenia OSDnn 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 OSDnn informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej rozstrzyga OSDnn.

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

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

III.8.2. OSDnn 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. OSDnn zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

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

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

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDnn uzgadniają z OSDnn 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 OSDnn są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjne OSDnn ustalonego w pkt.VI.6.

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

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1. OSDnn 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 OSDnn. 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. OSDnn 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. OSDnn 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, OSDnn 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. OSDnn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSDnn.

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

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów

w drodze rozporządzenia, na podstawie § 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSDnn za pośrednictwem OSDn/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.

OSDnn 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 OSDnn 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 Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:
a) bezpieczeństwa energetycznego 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 operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDnn za pośrednictwem OSDn/OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności przywołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki
i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

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

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

IV.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt IV.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:

a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
c) uzgodnienia z OSDn, w przypadku planów opracowywanych przez innych OSD przyłączonych do sieci OSDn,
d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

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

a) przygotowanie przez OSDnn w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDnn,
b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez OSDnn z operatorem systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDn/OSDp,
c) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSDnn lub poprzez umieszczenie na stronie internetowej OSDnn, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu
i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSDnn za pośrednictwem OSDn/OSDp przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, inni OSD przyłączeni do sieci OSDnn są zobowiązani do powiadomienia o tym OSDnn w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych od zaistniałej zmiany.

IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego,
   i) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
   ii) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji,

wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IV.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

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

IV.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
a) polecone stopnie zasilania,
b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP.

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

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

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.9. 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 OSDnn, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDnn 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.3.2.8.c).ii)

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

IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn (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. OSDnn 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. OSDnn w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do OSDnn informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDnn za pośrednictwem OSDn/OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

IV.3.5.4. OSDnn 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.

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

V.1. OSDnn 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 OSDnn z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDn, 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, IRiESD OSDn 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 OSDnn z innym operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDn, IRiESD OSDp i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDnn zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,
c) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSDnn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
d) aktualną listę sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi OSDnn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDnn,
f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania OSDnn,
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 OSDnn

VI.1. OBOWIĄZKI OSDnn

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

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

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

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

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

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSDnn i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDnn,
b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDnn, innych niż JWCD i JWCK,
c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDnn,
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 OSDnn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDnn operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

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

VI.4.2. OSDnn planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSDnn w podziale na wymianę realizowaną 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 OSDnn uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDnn 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 OSDnn potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDnn ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do OSDnn w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych dla elementów sieci dystrybucyjnej OSDnn 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. OSDnn podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSDnn 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 OSDnn, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSDnn, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSDnn 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 OSDnn w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych – dla elementów sieci dystrybucyjnej OSDnn, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

VI.7.6. OSDnn zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSDnn uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSDnn 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 OSDnn plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.

VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, OSDnn 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. OSDnn, 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. OSDnn 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 OSDnn informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

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

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

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDnn

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

VI.9.2. Odbiorcy wskazani przez OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub OSDnn.

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

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

VI.10.3. OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn oraz jednostki przyłączone do sieci OSDnn za pośrednictwem OSDnn przekazują OSDnn 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 OSDnn

VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSDnn w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci.

VII.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa OSDnn

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

VII.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSDnn powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSDnn.

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 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 od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
   b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien mniejszy lub równy 8 % dla sieci o 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. OSDnn 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
$15 \leq n \leq 39$	$0{,}15\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0{,}23\frac{8}{n}$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]**
2	2
3	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (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 OSDnn,
   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 OSDnn 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. OSDnn, 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 OSDnn.

VIII.4.4. OSDnn, 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 OSDnn, 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.

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 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505,1642, 1873, 2269, 2271, 2376, 2490 z 2022 r. poz. 1.) zwanej dalej: „Ustawą" oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 1320, z 2021 r. poz. 1162),
c) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 2351),
d) 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),
e) ustawy dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 144, 1093),
f) ustawy z dnia 11stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych zwanych dalej „ustawą o elekromobilności" (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 110),

g) koncesji *Unihut S.A.* na dystrybucję energii elektrycznej PEE/97/9106/W/1/98/MS 29 grudnia 1998 r. z późniejszymi decyzjami zmieniającymi
h) decyzji Prezesa URE z dnia 23 kwietnia 2013 r. o wyznaczeniu *Unihut S.A.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego,
i) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *Unihut S.A.*,
j) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
k) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego (zwanego dalej: „OSDp") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESDp"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
l) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB"), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
m) 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.

W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstępstwa na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

A.1.2. *Unihut S.A.* jako operator systemu dystrybucyjnego (OSDnn) nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi, ani sieciami OSDp, jest połączony bezpośrednio z siecią dystrybucyjną OSDn - ArcelorMittal Poland S.A., 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 OSDnn"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

A.1.3. *Unihut S.A.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDnn", 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 OSDn/OSDp zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp, a OSDnn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

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

Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDnn (zwanych dalej URDn) reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDnn.

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 OSDnn, 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 OSDnn 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, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
i) postępowanie reklamacyjne,
j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
l) zasady sprzedaży rezerwowej,
m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSDnn, 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) OSDnn,
b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDnn,
c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDnn,
d) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji (GUD) z OSDnn,
e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSDnn,
f) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze OSDnn 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 OSDnn.

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. OSDnn 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 OSDnn. 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. OSDnn 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,

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

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

A.3.7. OSDnn 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 OSDn/OSDp z OSDnn, określa umowa zawarta pomiędzy OSDn/OSDp a OSDnn, 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 OSDnn 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. OSDnn po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez OSDnn 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. OSDnn po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDnn, 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 OSDnn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDnn, 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 OSDnn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDnn, 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 OSDnn jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDnn, dla danego PPE.

A.3.15. Warunki i zakres współpracy OSDnn z OOSŁ, w tym w zakresie przekazywania danych na potrzeby rozliczeń na RB za pośrednictwem OSDp, określa umowa zawarta pomiędzy OSDnn a OOSŁ, o której mowa w pkt A.9.

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

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

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn,
c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z OSDnn,
d) wskazaniu przez URD typu wytwórca (URD_W) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDnn,
e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z OSDnn,
f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDnn.

A.4.3.2. OSDnn 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 OSDnn, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

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

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

c) określenie, że POB dla URD_O jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDnn oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez OSDnn 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 OSDnn oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDnn,
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 OSDnn na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDnn.

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

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDnn zawiera z OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDnn, 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 OSDnn,
b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSDnn z tym URD,

c) osoby upoważnione do kontaktu z OSDnn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSDnn a sprzedawcą,
e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDnn 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, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSDnn, 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 OSDnn,
b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSDnn,
c) warunki świadczenia przez OSDnn usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSDnn a sprzedawcą,
e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSDnn a sprzedawcą,
g) osoby upoważnione do kontaktu z OSDnn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDnn 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., OSDnn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDn/OSDp umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDnn oraz OSDn/OSDp,
b) zgodę OSDnn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez' OSDn/OSDp,
c) zobowiązanie OSDnn 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 OSDnn,
d) dane o posiadanych przez OSDnn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn/OSDp oraz OSDnn, 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 OSDnn,
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 OSDn/OSDp a OSDnn.

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

A.5.1. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym OSDnn 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 OSDn/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 OSDn/OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB,
g) współpracuje z OSDn/OSDp w zakresie świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców przyłączonych do sieci OSDnn, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDn/OSDp dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE z obszaru sieci OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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 pomiędzy podmiotem i OSDnn lub zawarcie GUD ze sprzedawcą.

A.5.6. OSDnn 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 OSDnn oraz Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDnn.

A.5.7. OSDnn 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 OSDnn kodu PPE podstawowym identyfikatorem Punktu Poboru Energii, dla Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDnn, 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 OSDnn 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 OSDnn nadawany przez polską organizację GS1,
S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 – unikalna liczba nadana przez OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn poinformuje Sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, w którym następuje:
   (1) „pobieranie", „wprowadzenie" lub „pobieranie i wprowadzanie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub
   z sieci OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn Z OSDn/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,

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

Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDnn oraz OSDn/OSDp,

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

c) zobowiązanie OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn,

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 OSDn/OSDp, a OSDnn.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., OSDnn musi posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDn/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 OSDn/OSDp, a OSDnn,

d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn

przyłączonych do sieci OSDnn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

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

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

b) przekazywania do OSDn/OSDp danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDnn lub oddanej do sieci OSDnn, 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 OSDnn 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, OSDnn 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 OSDnn lub oddanej do sieci OSDnn, 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, OSDnn jest zobowiązany w szczególności do:

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

b) przekazywania do OSDn/OSDp danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDnn lub oddanej do sieci OSDnn, 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 OSDnn 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.

OSDnn 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 OSDnn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDnn, 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 OSDnn.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDnn 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, OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

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

Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSDnn upoważnienia zawartego w treści umowy kompleksowej na każde uzasadnione żądanie OSDnn, 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. OSDnn, 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;

– 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 OSDnn 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 rezerwowej umowy kompleksowej;
ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

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

A.7.3. OSDnn 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 OSDnn GUD-K, która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze OSDnn, składa OSDnn 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 OSDnn 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.;

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

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSDnn 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. OSDnn w terminie 5 dni kalendarzowych:
1) od złożenia sprzedawcy przez OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej.

OSDnn 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, OSDnn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.12. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSDnn nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy 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. OSDnn, 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;

– 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 OSDnn 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.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.6.

A.8.3. OSDnn 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 OSDnn GUD, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSDnn, składa OSDnn 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 OSDnn 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.;

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

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSDnn 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. OSDnn w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez OSDnn 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 OSDnn 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 2014r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

A.8.9. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSDnn 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. OSDnn udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej.

OSDnn 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, OSDnn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.12. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSDnn nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDnn oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDnn).

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 OSDnn 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 OSDnn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDnn.

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

1) OSP we współpracy z OSDnn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDnn;
2) OSDp we współpracy z OSDnn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDnn, 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 OSDnn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.
3) OSDnn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDnn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.10.1.17. wystawia OSDnn i przekazuje do upoważnionego przez OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDnn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.

OSDnn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDnn otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDnn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDnn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDnn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDnn 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 OSDnn 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) OSDnn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDnn.

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

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 OSDnn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDnn),
   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 OSDnn 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 OSDnn lub upoważniony przez niego

podmiot, składa do OSDnn 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 OSDnn adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDnn.

Na każde żądanie OSDnn, Odbiorca w ORed dostarczy do OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDnn, dany OSDnn, 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.

OSDnn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDnn) 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 OSDnn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDnn, OSDnn 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;
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 OSDnn 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 OSDnn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDnn 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 OSDnn, 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) OSDnn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDnn),
   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 OSDnn 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 OSDnn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDnn. Następnie OSDnn 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 OSDnn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) Gdy OSDp albo OSDnn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.; OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDnn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.2.5.

A.10.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do OSDnn 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 OSDnn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.10.2.5. OSDnn, którego sieć jest połączona z siecią OSDn/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*.

OSDnn przekazuje do OSDn/OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDn/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 OSDnn i OSDn/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 OSDnn dokonuje OSDnn 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.

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY OPERATORA OGÓLNODOSTĘPNEJ STACJI ŁADOWANIA Z OSDnn

A.11.1. Podstawą realizacji współpracy OOSŁ z OSDnn w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na RB, jest zawarcie umowy pomiędzy OSDnn, a OOSŁ.

A.11.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, ogólnodostępna stacja ładowania, musi posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń
z OSDnn, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz IRiESD.

A.11.3. Warunkiem przekazywania przez OSDnn danych pomiarowych do OSP za pośrednictwem OSDp, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

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

b) w zakresie przekazywania danych pomiarowych OOSŁ do OSP dla potrzeb rozliczeń na RB, zawartej pomiędzy OSDnn, a OSDp,

c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDnn, a OOSŁ,

d) sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy OOSŁ a sprzedawcą, z listy sprzedawców, o której mowa w pkt A.3.8. lit. a),

e) sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy dostawcami usług ładowania („DUŁ") prowadzącymi działalność na ogólnodostępnej stacji ładowania OOSŁ, a sprzedawcą, z listy sprzedawców o której mowa w pkt A.3.8. lit. a),

f) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym sprzedawców, o których mowa w lit. d) i e).

A.11.4. W celu umożliwienia OSDp za pośrednictwem OSDnn przekazywania danych pomiarowych do OSP, OOSŁ jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania odrębnie danych pomiarowych dotyczących punktów ładowania oraz na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnych stacji ładowania,

b) dostarczania do OSDnn danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących ilości zużytej energii elektrycznej na świadczenie usług ładowania oraz na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnych stacji ładowania, dla każdej godziny doby handlowej, w podziale na sprzedawców dla każdej ogólnodostępnej stacji ładowania,

c) przekazywania do OSDnn skorygowanych danych pomiarowych, o których mowa w lit. b), w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,

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

A.11.5. Przekazywanie danych pomiarowych przez OSDnn do OSDp, a następnie OSDp do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.11.4., w podziale na MB będące w posiadaniu POB ustanowionego przez sprzedawcę wybranego przez OOSŁ lub DUŁ. Ustanowienie POB przez ww. sprzedawcę następuje w umowie GUD zawartej pomiędzy OSDnn, a tym sprzedawcą.

A.11.6. Wyznaczanie i przekazywanie przez OOSŁ danych pomiarowych do OSDnn oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSDp, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD oraz umowach, o których mowa w pkt A.11.1.

A.11.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez DUŁ lub zaprzestanie niezależnie od przyczyn bilansowania handlowego sprzedawcy przez tego POB, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDnn oraz OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe tych sprzedawców będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OOSŁ, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

A.11.8. Zaprzestanie sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawcę wskazanego przez DUŁ, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDnn oraz OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym ww. dane pomiarowe będą powiększać zużycie energii elektrycznej OOSŁ.

A.11.9. Ilości energii elektrycznej dostarczonej siecią dystrybucyjną OSDnn do OOSŁ, stanowiące podstawę do rozliczania usług dystrybucyjnych, wyznacza się zgodnie z IRiESD, Taryfą oraz umową dystrybucji zawartą pomiędzy OSDnn a OOSŁ.

A.11.10. Ilości energii elektrycznej zużytej przez OOSŁ, na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania, stanowiące podstawę do rozliczeń sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą a OOSŁ, wyznacza OOSŁ z uwzględnieniem ilości energii elektrycznej przekazanej OSDnn przez OOSŁ, która została przypisana do sprzedawców wskazanych przez DUŁ.

Suma ilości energii wyznaczonej dla każdej godziny na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania oraz ilości energii przypisanej do sprzedawców wskazanych przez DUŁ, powinna być zgodna z ilością energii elektrycznej o której mowa w pkt A.11.9.

A.11.11. OOSŁ informuje OSDnn o wybranym, przez DUŁ sprzedawcy energii elektrycznej z listy, o której mowa w pkt A.1.11. oraz o zmianie tego sprzedawcy, w terminie 7 dni od dnia otrzymania tej informacji.

Powyższa informacja może być zgłaszana do OSDnn w formie elektronicznej na wskazany przez OSDnn adres poczty elektronicznej lub za pośrednictwem tradycyjnej poczty na adres siedziby OSDnn.

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 OSDnn. Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSDnn i opublikowany na stronie internetowej OSDnn lub w siedzibie OSDnn.

B.2. OSDnn 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 OSDnn i uzgodnionej przez OSDnn i URD_O, powinna być dostarczona do OSDnn nie później niż do dnia otrzymania przez OSDnn 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 OSDnn dla URD_O posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonej na stronie internetowej OSDnn lub dostępnej w siedzibie OSDnn,
b) taryfy OSDnn oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSDnn,
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 OSDnn 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 OSDnn, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. W takim przypadku OSDnn, 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 OSDnn, sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSDnn 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 OSDnn umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSDnn.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDnn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSDnn 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 OSDnn, 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. OSDnn 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 OSDnn

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. OSDnn realizuje zadania Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSDnn może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.2. Administrowanie przez OSDnn 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 OSDnn,
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. OSDnn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSDnn 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 OSDnn 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), OSDnn 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), OSDnn pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSDnn, a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSDnn harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.

C.4. OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn lub,
   b) ostatniego posiadanego przez OSDnn 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 OSDnn posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe OSDnn udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSDnn rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSDnn, OSDnn 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 OSDnn, OSDnn 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, OSDnn w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDnn dla podmiotów posiadających zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji lub GUD, bądź GUD-K poprzez systemy wymiany informacji OSDnn, na zasadach i w terminach określonych w niniejszej IRiESD.

C.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDnn wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla OSP na zasadach określonych w IRiESD oraz w umowie zawartej z OSDn/OSDp, zachowując zgodność przekazywanych danych.

C.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSDnn 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 OSDnn, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez OSDnn, z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn i URD.

zachowując zgodność przekazywanych danych w/w podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.12. OSDnn 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 OSDnn). 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 OSDnn 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 OSDn/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, OSDnn przekazuje sprzedawcy

skorygowane dane.
OSDnn dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.14. URD, Sprzedawcy oraz OSDn/OSDp mają prawo wystąpić do OSDnn 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 OSDnn, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE, bądź numeru fabrycznego licznika energii elektrycznej.

C.16. OSDnn 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.
OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn, 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. OSDnn 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 OSDnn, 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, OSDnn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDnn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDnn oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

C.20. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, OSDnn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDnn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDnn 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 OSDnn, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDnn, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD oraz GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z OSDnn.

Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w pkt. D.3., rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn na niskim napięciu, OSDnn 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 OSDnn najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSDnn,

a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1),

2) ostatniego posiadanego przez OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą mającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucyjną dla usługi kompleksowej z OSDnn.

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 OSDnn o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej.

Powiadomienie może być zgłaszane do OSDnn 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.

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 OSDnn lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDnn, sprzedawca zgłasza je do OSDnn 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 OSDnn. OSDnn 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 OSDnn, o którym mowa w pkt. D.2.1, w imieniu URD oraz złożyć do OSDnn jego kopię, bądź oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn 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. OSDnn będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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. OSDnn 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 OSDnn.

D.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, OSDnn 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, OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn:
a) na stronach internetowych OSDnn,
b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDnn.

D.4.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:
a) osobiście w siedzibie OSDnn,
b) listownie na adres OSDnn,
c) pocztą elektroniczną,
d) faksem,
e) telefonicznie.

OSDnn udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.4.4. OSDnn 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 OSDnn jest publikowana na stronie internetowej OSDnn.

D.4.6. Na wniosek URD, OSDnn 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 OSDnn,
b) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDnn,
c) URD_{ME} przyłączonego do sieci OSDnn.

W przypadku URD_O przyłączonego do sieci OSDnn, 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 OSDnn w procedurze ustanawiania i zmiany POB związany jest z następującymi czynnościami:

1) Sprzedawca, URDw lub URD_{ME} powiadamia OSDnn 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 OSDnn,

2) OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSDnn, a OSDnn ma prawo do wyłączenia tego URDw lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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 OSDnn, 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 WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

F.1. OSDnn określa 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., OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn.

F.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. F.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDnn. W takim przypadku OSDnn dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w GUD.

F.5. Dla URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDnn o mocy do 40 kW stosuje się standardowy profil zużycia dla grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie OSDnn zatwierdzonej przez Prezesa URE:

Profil A- Odbiorcy z grupy taryfowej C11

Profile są integralną częścią IRiESD i stanowią Załączniki nr 4 do niniejszej IRIESD.

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) OSDnn, przy określaniu dobowo-godzinowego poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, OSDnn 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 OSDnn umowę dystrybucji lub umowę kompleksową zawartą z OSDnn, reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSDnn.
Reklamacje powinny być dostarczone w formie pisemnej do siedziby OSDnn:

Unihut S.A.
ul. Jacka Jezierskiego 7,
31-983 Kraków

Strona internetowa OSDnn dostępna jest pod adresem:
https://unihut.pl/branza-elektryczna/

G.3. OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn,
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 OSDnn. OSDnn 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 OSDnn w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSDnn bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDnn 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. OSDnn wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,

3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym OSDnn w terminie 2 dni roboczych. OSDnn 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 OSDnn przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSDnn w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSDnn 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 OSDnn,

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 OSDnn w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.
   OSDnn 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 OSDnn bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSDnn a sprzedawcą,

6b) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSDnn reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSDnn 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 OSDnn w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSDnn niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

8) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSDnn, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn. W przypadku, gdy zgłoszenie reklamacyjne zawiera uchybienia, OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSDnn,
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, OSDnn we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

G.7. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDnn 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

OSDnn z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji.
Wniosek powinien zawierać:
a) zakres nieuwzględnionego przez OSDnn 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. OSDnn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. OSDnn 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. OSDnn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

G.9. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDnn, 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 OSDnn 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. OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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, OSDnn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

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
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
OSDnn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie posiadający bezpośredniego połączenia z OSP, ani OSDp, przyłączony do sieci OSDn
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
P_{lt}	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: $$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$$ gdzie: h - rząd harmonicznej gdzie: Uh - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego

URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URDME	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URDO	Uczestnik Rynku Detalicznego typu Odbiorca energii
URDW	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.
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 III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż

1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

b) 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,

c) 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,

d) 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 zdalnego odczytu	Zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiający dwustronną komunikację z system teleinformatycznym OSDnn.
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	Instalację służącą do przechowywania energii, przyłączoną do sieci, mającą zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.

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 mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
Miejsce dostarczania 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.

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.
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 zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
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 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 (OSDnn)	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 i OSDp, przyłączone do OSDn
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).
Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu Salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych

	rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii 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 Poboru Energii	Punkt w sieci, w którym produkty energetyczne (energia, usługi dystrybucyjne, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana Sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych.
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.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z siecią.
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.
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.
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	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej, oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo -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 OSDnn i URDo lub URDw oraz określa warunki świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDnn, którym OSDnn 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.
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 przyłączanych do sieci dystrybucyjnej Unihut S.A.*

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej lub po ich modernizacji. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.

1.2. OSDnn 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.

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 OSDnn.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSDnn 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 OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn.

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 OSDnn.

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.

OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn 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. OSDnn 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 OSDnn.

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 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) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,

b) 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. OSDnn 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.

7.1.6. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

7.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określane przez OSDnn 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.

7.1.8. OSDnn 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.

7.1.9. Elektrownia wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez OSDnn, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

7.2. Regulacja mocy czynnej elektrowni wiatrowej

7.2.1. 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.

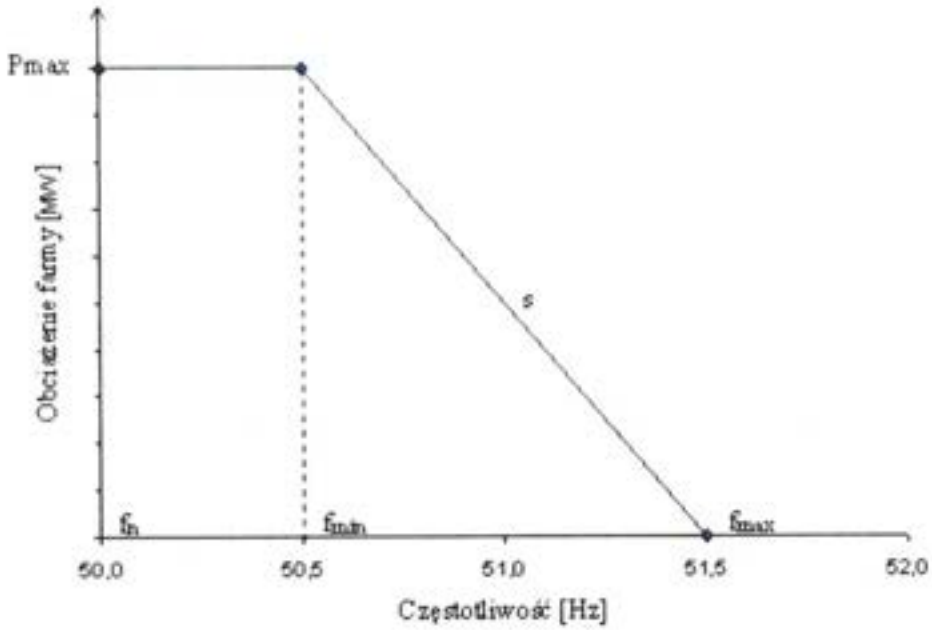
7.2.2. W normalnych warunkach pracy elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej elektrowni wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

7.2.3. 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 OSDnn poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej.

7.2.4. 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 $s=[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

7.2.5. 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.

7.2.6. Określona w pkt. 7.2.4.1) 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. 7.2.4. 2) - 3).

7.2.7. 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.

7.2.8. OSDnn, 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.

7.2.9. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSDnn, może polecić całkowite wyłączenie elektrowni wiatrowej. OSDnn 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 $50,5 < f \leq 51,5$ 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. OSDnn 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 OSDnn 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. 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. OSDnn w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

7.5.3. 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. W niektórych lokalizacjach, OSDnn może wymagać by elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSDnn w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

7.6.2. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSDnn 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.

7.7. 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 (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) P st < 0,45 dla sieci SN,

b) 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 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 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).

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 OSDnn.

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 OSDnn 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 OSDnn danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
b) inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

7.9.4. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza 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.

7.9.5. OSDnn określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

7.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i OSDnn, określa OSDnn na etapie projektowania.

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 OSDnn 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. OSDnn wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSDnn 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, OSDnn ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

8.1. OSDnn 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 OSDnn, 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 OSDnn poprzez jedno przyłącze, powinna umożliwiać OSDnn 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 OSDnn poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych OSDnn. Urządzenie sterujące dostarcza OSDnn.

9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

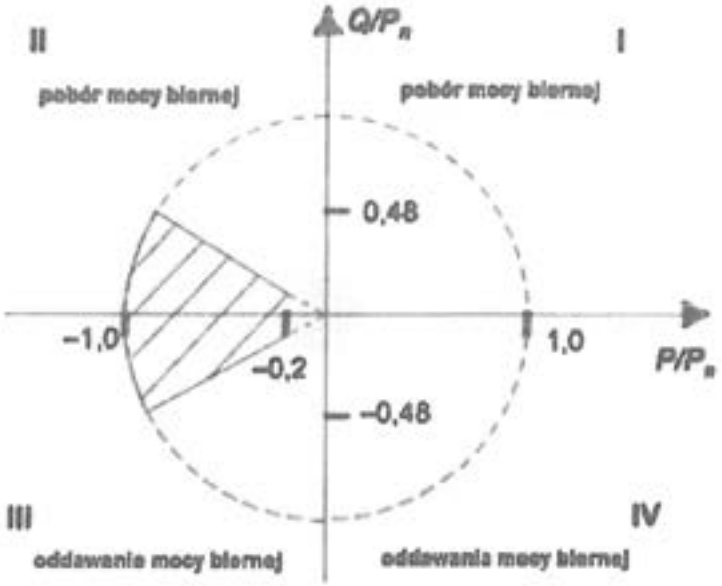
9.1.2.1. Wymagania ogólne:

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 OSDnn 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,

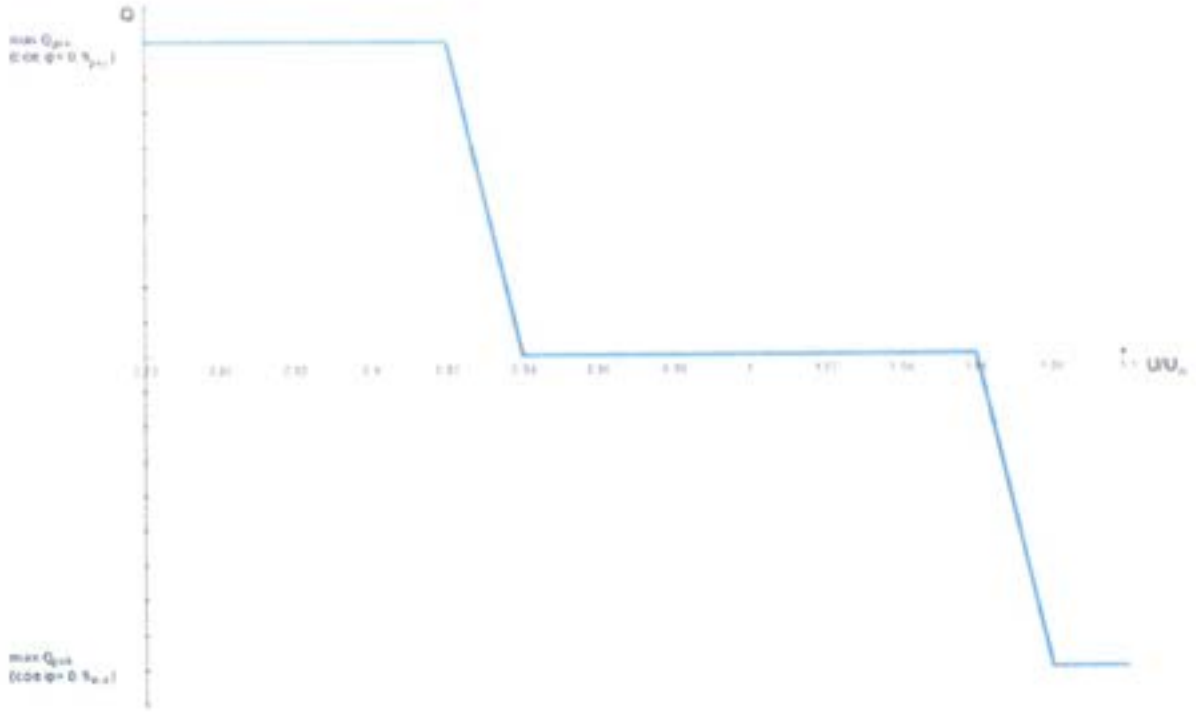
b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb cos φ (P)), jako tryb alternatywny,

c) cos φ stałe, nastawiane w granicach od cos $\varphi=0{,}9_{ind}$ do cos $\varphi=0{,}9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

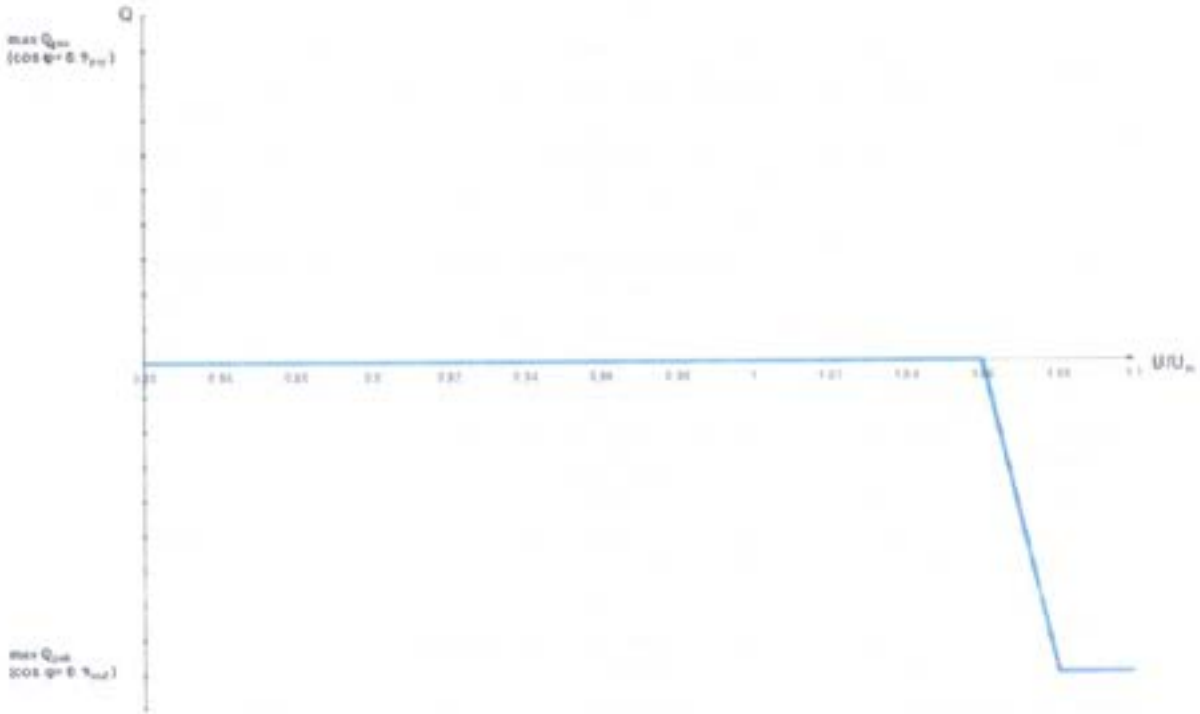
Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie OSDnn. Wymagane 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 OSDnn, 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 OSDnn.

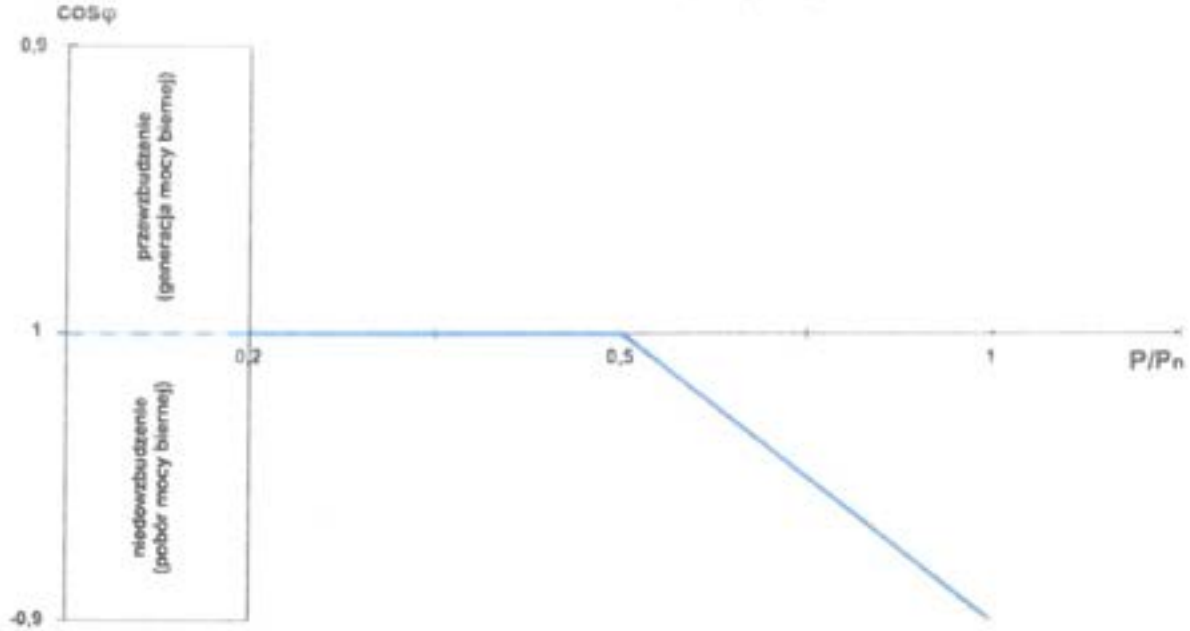


Rys.4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikrointalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSDnn.

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 OSDnn.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej.

9.1.3.1. Mikroinstalacja powinna umożliwiać przyjęcie od OSDnn 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.

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.

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.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

a) Nazwę producenta lub znak firmowy,
b) Określenie typu lub numer identyfikacyjny lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
c) Moc znamionową,
d) Napięcie znamionowe,
e) Częstotliwość znamionową,
f) Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,

c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować 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	

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 OSDnn i traktowana według takich samych zasad, jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSDnn 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 OSDnn (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 OSDnn 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

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 - *Standardowe profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW*

Profil A - grupa taryfowa C11																									
Miesiąc	Typ dnia	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
styczeń	robocze	0,0850	0,0828	0,0817	0,0815	0,0833	0,0921	0,1194	0,1591	0,1986	0,2251	0,2359	0,2376	0,2363	0,2311	0,2238	0,2104	0,1969	0,1787	0,1547	0,1360	0,1207	0,1069	0,1069	0,0900
	soboty	0,0861	0,0839	0,0828	0,0826	0,0844	0,0933	0,1210	0,1611	0,2011	0,2280	0,2390	0,2407	0,2394	0,2341	0,2267	0,2132	0,1995	0,1811	0,1567	0,1378	0,1223	0,1083	0,1083	0,0911
	niedz./święta	0,0854	0,0832	0,0822	0,0819	0,0837	0,0926	0,1200	0,1599	0,1996	0,2262	0,2371	0,2388	0,2375	0,2323	0,2249	0,2115	0,1979	0,1796	0,1555	0,1367	0,1213	0,1074	0,1074	0,0904
luty	robocze	0,0938	0,0914	0,0902	0,0900	0,0919	0,1017	0,1319	0,1756	0,2192	0,2485	0,2605	0,2623	0,2609	0,2551	0,2471	0,2323	0,2174	0,1973	0,1708	0,1502	0,1333	0,1180	0,1180	0,0993
	soboty	0,0844	0,0823	0,0813	0,0810	0,0828	0,0916	0,1187	0,1581	0,1974	0,2237	0,2345	0,2361	0,2349	0,2297	0,2224	0,2092	0,1957	0,1777	0,1538	0,1352	0,1200	0,1063	0,1063	0,0894
	niedz./święta	0,0779	0,0759	0,0750	0,0747	0,0764	0,0845	0,1095	0,1459	0,1821	0,2064	0,2164	0,2178	0,2167	0,2119	0,2052	0,1930	0,1806	0,1639	0,1418	0,1247	0,1107	0,0980	0,0980	0,0825
marzec	robocze	0,0709	0,0691	0,0682	0,0680	0,0695	0,0768	0,0996	0,1327	0,1656	0,1877	0,1968	0,1981	0,1971	0,1927	0,1866	0,1755	0,1642	0,1491	0,1290	0,1134	0,1007	0,0892	0,0892	0,0750
	soboty	0,0615	0,0600	0,0592	0,0590	0,0603	0,0667	0,0865	0,1152	0,1438	0,1630	0,1708	0,1720	0,1711	0,1673	0,1620	0,1523	0,1426	0,1294	0,1120	0,0985	0,0874	0,0774	0,0774	0,0651
	niedz./święta	0,0604	0,0589	0,0581	0,0580	0,0592	0,0655	0,0849	0,1131	0,1412	0,1600	0,1677	0,1689	0,1680	0,1643	0,1591	0,1496	0,1400	0,1271	0,1100	0,0967	0,0858	0,0760	0,0760	0,0640
kwiecień	robocze	0,0695	0,0677	0,0669	0,0667	0,0681	0,0754	0,0977	0,1301	0,1624	0,1841	0,1930	0,1943	0,1933	0,1890	0,1831	0,1721	0,1611	0,1462	0,1265	0,1113	0,0987	0,0874	0,0874	0,0736
	soboty	0,0759	0,0739	0,0730	0,0728	0,0744	0,0823	0,1067	0,1421	0,1773	0,2010	0,2107	0,2121	0,2110	0,2064	0,1998	0,1879	0,1758	0,1596	0,1381	0,1215	0,1078	0,0955	0,0955	0,0803
	niedz./święta	0,0728	0,0710	0,0701	0,0699	0,0714	0,0789	0,1024	0,1363	0,1702	0,1929	0,2022	0,2036	0,2025	0,1981	0,1918	0,1803	0,1688	0,1532	0,1326	0,1166	0,1035	0,0916	0,0916	0,0771
maj	robocze	0,0615	0,0600	0,0592	0,0590	0,0603	0,0667	0,0865	0,1152	0,1438	0,1630	0,1708	0,1720	0,1711	0,1673	0,1620	0,1523	0,1426	0,1294	0,1120	0,0985	0,0874	0,0774	0,0774	0,0651
	soboty	0,0627	0,0611	0,0603	0,0602	0,0615	0,0680	0,0881	0,1174	0,1465	0,1661	0,1741	0,1753	0,1744	0,1706	0,1651	0,1553	0,1453	0,1319	0,1142	0,1004	0,0891	0,0789	0,0789	0,0664
	niedz./święta	0,0593	0,0578	0,0571	0,0569	0,0581	0,0643	0,0834	0,1110	0,1386	0,1571	0,1647	0,1658	0,1649	0,1613	0,1562	0,1469	0,1374	0,1248	0,1080	0,0949	0,0843	0,0746	0,0746	0,0628
czerwiec	robocze	0,0593	0,0578	0,0571	0,0569	0,0581	0,0643	0,0834	0,1110	0,1386	0,1571	0,1647	0,1658	0,1649	0,1613	0,1562	0,1469	0,1374	0,1248	0,1080	0,0949	0,0843	0,0746	0,0746	0,0628
	soboty	0,0554	0,0540	0,0533	0,0531	0,0543	0,0601	0,0779	0,1037	0,1295	0,1468	0,1538	0,1549	0,1541	0,1507	0,1459	0,1372	0,1284	0,1165	0,1009	0,0887	0,0787	0,0697	0,0697	0,0587
	niedz./święta	0,0547	0,0533	0,0526	0,0525	0,0536	0,0593	0,0769	0,1024	0,1279	0,1450	0,1519	0,1530	0,1522	0,1488	0,1441	0,1355	0,1268	0,1151	0,0996	0,0876	0,0777	0,0688	0,0688	0,0579
lipiec	robocze	0,0717	0,0699	0,0690	0,0688	0,0703	0,0778	0,1008	0,1343	0,1676	0,1900	0,1991	0,2005	0,1994	0,1951	0,1889	0,1776	0,1662	0,1509	0,1306	0,1148	0,1019	0,0902	0,0902	0,0759
	soboty	0,0690	0,0672	0,0664	0,0662	0,0676	0,0748	0,0970	0,1292	0,1612	0,1828	0,1916	0,1929	0,1919	0,1877	0,1817	0,1709	0,1599	0,1451	0,1256	0,1104	0,0980	0,0868	0,0868	0,0730
	niedz./święta	0,0685	0,0667	0,0659	0,0657	0,0671	0,0742	0,0963	0,1282	0,1600	0,1814	0,1902	0,1915	0,1905	0,1863	0,1804	0,1696	0,1587	0,1441	0,1247	0,1096	0,0973	0,0862	0,0862	0,0725
sierpień	robocze	0,0695	0,0677	0,0669	0,0667	0,0681	0,0754	0,0977	0,1301	0,1624	0,1841	0,1930	0,1943	0,1933	0,1890	0,1831	0,1721	0,1611	0,1462	0,1265	0,1113	0,0987	0,0874	0,0874	0,0736
	soboty	0,0627	0,0611	0,0603	0,0602	0,0615	0,0680	0,0881	0,1174	0,1465	0,1661	0,1741	0,1753	0,1744	0,1706	0,1651	0,1553	0,1453	0,1319	0,1142	0,1004	0,0891	0,0789	0,0789	0,0664
	niedz./święta	0,0604	0,0589	0,0581	0,0580	0,0592	0,0655	0,0849	0,1131	0,1412	0,1600	0,1677	0,1689	0,1680	0,1643	0,1591	0,1496	0,1400	0,1271	0,1100	0,0967	0,0858	0,0760	0,0760	0,0640
wrzesień	robocze	0,0787	0,0767	0,0757	0,0755	0,0771	0,0853	0,1106	0,1473	0,1839	0,2084	0,2185	0,2200	0,2188	0,2140	0,2072	0,1948	0,1823	0,1655	0,1432	0,1259	0,1118	0,0990	0,0990	0,0833
	soboty	0,0743	0,0725	0,0715	0,0713	0,0729	0,0806	0,1045	0,1392	0,1737	0,1969	0,2064	0,2079	0,2068	0,2022	0,1958	0,1841	0,1723	0,1564	0,1354	0,1190	0,1056	0,0935	0,0935	0,0787
	niedz./święta	0,0704	0,0686	0,0678	0,0676	0,0690	0,0764	0,0990	0,1319	0,1646	0,1866	0,1956	0,1969	0,1959	0,1916	0,1855	0,1744	0,1632	0,1482	0,1282	0,1127	0,1001	0,0886	0,0886	0,0746
październik	robocze	0,0792	0,0772	0,0762	0,0760	0,0776	0,0859	0,1113	0,1483	0,1851	0,2098	0,2199	0,2214	0,2202	0,2154	0,2086	0,1961	0,1835	0,1666	0,1442	0,1268	0,1125	0,0996	0,0996	0,0838
	soboty	0,0799	0,0779	0,0769	0,0767	0,0784	0,0867	0,1124	0,1497	0,1868	0,2118	0,2220	0,2235	0,2224	0,2175	0,2106	0,1980	0,1853	0,1682	0,1456	0,1280	0,1136	0,1006	0,1006	0,0847
	niedz./święta	0,0764	0,0744	0,0735	0,0733	0,0749	0,0828	0,1074	0,1430	0,1785	0,2023	0,2121	0,2136	0,2124	0,2078	0,2012	0,1892	0,1770	0,1607	0,1391	0,1223	0,1085	0,0961	0,0961	0,0809
listopad	robocze	0,0753	0,0734	0,0724	0,0722	0,0738	0,0816	0,1058	0,1409	0,1759	0,1994	0,2090	0,2105	0,2094	0,2048	0,1983	0,1864	0,1745	0,1584	0,1371	0,1205	0,1070	0,0947	0,0947	0,0797
	soboty	0,0834	0,0813	0,0803	0,0800	0,0818	0,0905	0,1173	0,1562	0,1950	0,2210	0,2317	0,2333	0,2320	0,2269	0,2197	0,2066	0,1934	0,1755	0,1519	0,1336	0,1185	0,1050	0,1050	0,0883
	niedz./święta	0,0724	0,0705	0,0696	0,0695	0,0710	0,0785	0,1018	0,1355	0,1692	0,1918	0,2010	0,2024	0,2013	0,1969	0,1907	0,1793	0,1678	0,1523	0,1318	0,1159	0,1028	0,0911	0,0911	0,0766
grudzień	robocze	0,0877	0,0855	0,0844	0,0841	0,0859	0,0951	0,1233	0,1642	0,2049	0,2323	0,2435	0,2452	0,2439	0,2385	0,2309	0,2171	0,2032	0,1845	0,1596	0,1404	0,1246	0,1103	0,1103	0,0928
	soboty	0,0859	0,0837	0,0826	0,0824	0,0842	0,0931	0,1207	0,1608	0,2007	0,2276	0,2385	0,2402	0,2389	0,2337	0,2262	0,2127	0,1991	0,1807	0,1564	0,1375	0,1220	0,1081	0,1081	0,0910
	niedz./święta	0,0808	0,0787	0,0777	0,0775	0,0792	0,0876	0,1136	0,1513	0,1888	0,2141	0,2244	0,2259	0,2247	0,2198	0,2128	0,2001	0,1873	0,1700	0,1471	0,1293	0,1148	0,1017	0,1017	0,0856