

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZĘŚĆ OGÓLNA

Tekst jednolity uwzględniający Kartę aktualizacji nr 1/2025 z dnia 10.03.2025r.

Tekst jednolity zatwierdzony przez Zarząd

Data wejścia w życie: 28.04.2025 r.

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	3
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI	9
III.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	29
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	33
V.	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI	40
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	41
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI	45
VIII.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	46
IX.	SŁOWNIK SKRÓTÓW	51
X.	POJĘCIA I DEFINICJE	544

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. EnercoGrid Sp. z o.o. (dalej zwane jako EG) jako przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcje Operatora Systemu Dystrybucyjnego, wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505 wraz z późniejszymi zmianami (dalej „Ustawa” lub „Prawo energetyczne”).
- I.1.2. EG jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadającego bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej lub jej fragmencie, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego, zgodnie z niniejszą IRIESD.
- I.1.3. Niniejsza IRIESD spełnia w szczególności wymagania:
 - I.1.3.1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz.U.2024.266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - I.1.3.2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
 - I.1.3.3 ustawy Kodeks Pracy (Dz.U. 2023 poz. 1465 z późn. zmianami),
 - I.1.3.4 decyzji Prezesa URE znak: DRE.WOSE.4711.15.5.2017.BT z dnia 13 lipca 2017 r. wyznaczającej EG Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze objętym koncesją,
 - I.1.3.5 koncesji na dystrybucję energii elektrycznej znak: DEE/372/24241/W/DRE/2017/BT (wraz z późn.zm.) udzielonej EG przez prezesa URE w dniu 12 lipca 2017 r.
 - I.1.3.6 określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRIESP),
 - I.1.3.7 określone w opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych (zwanego dalej OSDp) dla danego obszaru działania EG Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD OSDp),
 - I.1.3.8 ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz.U. 2024 poz. 725 z późniejszymi zmianami),
 - I.1.3.9 zawarte w aktach prawnych Unii Europejskiej, w szczególności w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019., str. 54) (zwanego dalej „Rozporządzeniem 942”);
 - I.1.3.10 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),
 - I.1.3.11 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1z 27.4.2016 r - NC RfG),
 - I.1.3.12 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r. - NC DC),
 - I.1.3.13 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r. - NC HVDC),
 - I.1.3.14 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r. - SO GL),
 - I.1.3.15 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r. - NC ER), zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,
 - I.1.3.16 ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361 z późn. zmianami), zwana dalej „Ustawą OZE”,
 - I.1.3.17 aktualnej Taryfy EG,
 - I.1.3.18 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2023 poz. 2131 z późn. zmianami),
 - I.1.3.19 Warunków Dotyczących Bilansowania,
 - I.1.3.20 rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania

i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2019 r., poz. 503)

I.1.3.21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz.U. 2024 poz. 1289 z późn. zmianami),

Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.

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

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

I.1.5.1 przyłączania urządzeń wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, magazynów energii elektrycznej,

I.1.5.2 wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

I.1.5.3 kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania,

I.1.5.4 planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

I.1.5.5 przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, a odbiorcami,

I.1.5.6 parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,

I.1.5.7 wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,

I.1.5.8 wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,

I.1.5.9 zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,

I.1.5.10 wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,

I.1.5.11 procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

I.1.5.12 procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych

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

I.1.7. Postanowienia IRIESD obowiązują następujące podmioty:

I.1.7.1 EG pełniącego obowiązki OSDn,

I.1.7.2 wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

I.1.7.3 odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

I.1.7.4 przedsiębiorstwa obrotu,

I.1.7.5 sprzedawców

I.1.7.6 podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,

I.1.7.7 innych OSDn przyłączonych do sieci EG

I.1.7.8 operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

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

I.1.8.1 prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,

I.1.8.2 współpracę z OSDp nadrzędnym w obszarze sieci koordynowanej,

I.1.8.3 eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,

- I.1.8.4 zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- I.1.8.5 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
- I.1.8.6 bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w zakresie dotyczącym EG
- I.1.8.7 zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią
- I.1.8.8 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
- I.1.8.9 umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
- 1) 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,
 - 2) 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,
 - 3) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz nadrzędnym operatorom systemów dystrybucyjnych, a w przypadku bezpośredniego uczestnictwa w rynku bilansującym - operatorowi systemu przesyłowego,
 - 4) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRIESD,
 - 5) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - 6) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej ich uwzględnianie w IRIESD,
 - 7) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EG zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (GUD),
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania EG – jeśli dotyczy to EG,
 - aktualnej listy sprzedawców rezerwowych którzy aktualnie oferują taką sprzedaż dla odbiorców przyłączonych do sieci EG.
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
- I.1.8.10 współpracę z operatorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego nadrzędnego OSDp przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- I.1.8.11 planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej
- I.1.8.12 stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci nadrzędnych
- I.1.8.13 opracowywanie normalnego programu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z operatorami

systemów dystrybucyjnych

- I.1.8.14 utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem dystrybucyjnego nadrzędnego elektroenergetycznego.
- I.1.8.15 prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.
- I.1.9. EG nie ponosi odpowiedzialności za skutki zaniechania działań lub skutki działań innych operatorów systemów.
- I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, EG jest odpowiedzialny w szczególności za:
 - I.1.10.1 bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
 - I.1.10.2 przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
 - I.1.10.3 przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
 - I.1.10.4 przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
 - I.1.10.5 współpracę z OSDp, w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
 - I.1.10.6 przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.
- I.1.11. IRIESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
 - I.1.11.1 odłączenie podmiotu od Sieci Dystrybucyjnej,
 - I.1.11.2 rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.12. EG udostępnia w swojej siedzibie do wglądu ujednolicony i aktualny tekst IRIESD oraz karty aktualizacji oraz zamieszcza je na stronie internetowej <https://enercogrid.pl/>
- I.1.13. IRIESD jak również wszelkie zmiany IRIESD podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd EG.
- I.1.14. IRIESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Zarząd EG
- I.1.15. Data wejścia w życie IRIESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.16. W zależności od potrzeb, EG przeprowadza aktualizację IRIESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.
- I.1.17. Zmiana IRIESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRIESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji, stanowiącą integralną część obowiązującej IRIESD.
- I.1.18. Każda zmiana IRIESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.19. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
 - I.1.19.1 przyczynę aktualizacji IRIESD,
 - I.1.19.2 zakres aktualizacji IRIESD,
 - I.1.19.3 nowe brzmienie zmienianych zapisów IRIESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRIESD, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji. Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRIESD.
- I.1.20. Proces wprowadzania zmian IRIESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
 - I.1.20.1 EG opracowuje projekt nowej IRIESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - I.1.20.2 wraz z projektem nowej IRIESD albo projektem Karty aktualizacji, EG publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRIESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.21. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od daty opublikowania projektu nowej IRIESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.22. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje EG:
 - I.1.22.1 dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - I.1.22.2 w opracowywanej nowej wersji IRIESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - I.1.22.3 opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
- I.1.23. IRIESD lub Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych

uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, EG publikuje na stronie internetowej. Zatwierdzoną przez Zarząd EG IRIESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRIESD, EG publikuje na stronie internetowej <https://energogrid.pl/> oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- I.1.24. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej EG lub korzystający z usług świadczonych przez EG, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRIESD. IRIESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.1.25. Inny OSDn przyłączony do Sieci Dystrybucyjnej EG jest zobowiązany do uwzględnienia w swojej IRIESD wymagań określonych w niniejszej IRIESD.
- I.1.26. Zakres przedmiotowy IRIESD pokrywa się częściowo z zakresem regulowanym TCM, stąd:
 - I.1.26.1 w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRIESD, a postanowieniami TCM, EG niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowanie rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRIESD,
 - I.1.26.2 w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRIESD, odstępowania od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRIESD sprzecznych z tą decyzją.
- I.1.27. Obecnie EG prowadzi działalność dystrybucyjną na sieci SN oraz nN. Zapisy regulujące kwestie sieci 110kV obowiązują od momentu, kiedy EG będzie wyznaczony Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na sieci 110kV

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z Sieci Dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. EG na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRIESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.
- I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne wraz z aktami wykonawczymi, IRIESD oraz taryfie EG zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
 - I.3.1.1 ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - I.3.1.2 parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. EG świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
 - I.3.2.1 dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
 - I.3.2.2 w przypadku, gdy jest właścicielem majątku dystrybucyjnego, pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszt niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i dla wytwórców wytwarzających energię w mikroinstalacjach
 - I.3.2.3 instaluje liczniki zdalnego odczytu, umożliwia ich komunikację z urządzeniami odbiorcy (o ile spełniają określone w IRIESD wymagania) i wyposaża w liczniki punkty ładowania należące do odbiorcy w jego instalacji (zgodnie z zasadami określonymi w IRIESD) na wniosek i koszt odbiorców końcowych wymienionych w rt.. 11t. w rozdziale 2c Prawa energetycznego, a także udostępnia na stronie internetowej informacje na temat możliwości instalacji zdalnego licznika oraz uśredniony łączny koszt jego instalacji i uruchomienia.
 - I.3.2.4 powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii

elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,

- I.3.2.5 niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- I.3.2.6 przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę,
- I.3.2.7 przekazuje informacje do CSIRE (od czasu jego wdrożenia) w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii oraz zapewnia ich poprawność i kompletność,
- I.3.2.8 umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- I.3.2.9 opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
- I.3.2.10 opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.
- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do Sieci Dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
- I.3.4. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.
- I.3.5. EG ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji; we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.6. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.7. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.9. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich wystawienia.
- I.3.10. 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. EG 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 EG opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, EG stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
 - I.4.3.1 przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - I.4.3.2 bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - I.4.3.3 udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - I.4.3.4 powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej EG,
 - I.4.3.5 odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - I.4.3.6 nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy
 - I.4.3.7 rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub złożenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin,

- I.4.3.8 na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie
- I.4.3.9 udziela na zasadach i w wysokości zgodnych z obowiązującym prawem bonifikat w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub w niniejszej IRIESD.

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- I.5.1. EG prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
 - I.5.1.1 przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EG,
 - I.5.1.2 stanowiących część sieci dystrybucyjnej EG,
 - I.5.1.3 wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej EG.

Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).
- I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10MW.
- I.5.3. EG wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt. I.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.
- I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci EG, posiadacz tego magazynu przekazuje EG informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.
- I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez EG na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.
- I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia EG o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych.

EG aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączanie do Sieci Dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez EG albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.20.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do Sieci Dystrybucyjnej obejmuje:
 - II.1.2.1 pozyskanie przez podmiot od EG wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
 - II.1.2.2 złożenie przez podmiot u EG wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wniosku dla mikroinstalacji wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez EG. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej muszą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym. Procedowanie wniosku i cała korespondencja z tym związana będą prowadzone drogą, jaką wniosek został złożony, chyba, że wnioskodawca wskaże inaczej. Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez EnercoGrid kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRIESD,
 - II.1.2.3 w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV konieczne jest wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez EG, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia, datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku

bankowego EG, wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,

II.1.2.4 EG w terminie 14 dni roboczych od daty otrzymania wniosku o przyłączenie, dokonuje weryfikacji jego kompletności.

II.1.2.5 w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem udostępnionym przez EG, to EG wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania. W przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym EG informuje wnioskodawcę,

II.1.2.6 w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez EG, EG w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

II.1.2.7 Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez EG pozostawia się bez rozpatrzenia w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku

o określenie warunków przyłączenia, EG niezwłocznie zwraca zaliczkę,

II.1.2.8 EG potwierdza złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez EG dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne w tym w formie elektronicznej. Potwierdzenie kompletności EG przesyła pocztą elektroniczną lub tradycyjną na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia,

II.1.2.9 w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez EG wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych:

- 1) jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,
- 2) urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW,
- 3) magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,
- 4) jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW,
- 5) instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w nakładach, o których mowa w art. 7 ust.8 pkt 1 i 3.

II.1.2.10 Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub połączenia sieci dystrybucyjnych oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.1.15, uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

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

II.1.2.11 Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadnia je z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, z którego siecią ten operator lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

II.1.2.12 Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.2.13 Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w:

- 1) pkt. II.1.2.13, w terminie nieprzekraczającym 45 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków

- przyłączenia albo połączenia sieci;
- 2) pkt. II.1.2.11, w terminie nieprzekraczającym 21 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia.
- II.1.2.14 określenie przez EG warunków przyłączenia oraz wydanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
- II.1.2.15 zawarcie z EG umowy o przyłączenie,
- II.1.2.16 realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- II.1.2.17 przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. EG zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci, w zakresie zgodności z warunkami przyłączenia,
- II.1.2.18 zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucyjnych (umowa kompleksowa) lub umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- II.1.2.19 w przypadku źródeł wytwórczych pozyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu zgodnie z wymaganiami NC RfG,
- II.1.2.20 przyjęcie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji w przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EG jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do Sieci Dystrybucyjnej jednostek wytwórczych, magazynów energii, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w . EG, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie wymagań określonych w punkcie II.1.3 niniejszej instrukcji.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia i zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa oraz udostępnia EG. Wnioski o określenie warunków przyłączenia dostępne są w siedzibie EG i na stronie internetowej <https://enercogrid.pl/>.
- II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej określają co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- II.1.7.1 dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- II.1.7.2 plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- II.1.7.3 planowany elektryczny schemat wewnętrzny źródła, uwzględniający schemat stacji elektroenergetycznej źródła (dotyczy II i III gr. przyłączeniowej) oraz długości i typy linii elektroenergetycznych zasilających źródło,
- II.1.7.4 w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
- 1) 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,
 - 2) innych niezbędnych dokumentów wskazanych przez EG.
- II.1.7.5 w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- II.1.7.6 w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,

- II.1.7.7 pełnomocnictwo dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu (jeżeli wnioskodawca jest reprezentowany przez pełnomocnika) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej
- II.1.7.8 wykaz nieruchomości na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości.
- II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci, na system elektroenergetyczny określa EG. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu SN i 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.
- II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają w szczególności:
- II.1.9.1 miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
 - II.1.9.2 miejsce dostarczania energii elektrycznej oraz miejsce rozgraniczenia własności urządzeń
 - II.1.9.3 moc przyłączeniową,
 - II.1.9.4 rodzaj przyłącza,
 - II.1.9.5 zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - II.1.9.6 dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
 - II.1.9.7 dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
 - II.1.9.8 miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - II.1.9.9 wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
 - II.1.9.10 rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 - II.1.9.11 dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - 1) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - 2) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub ich trwania
 - II.1.9.12 wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - II.1.9.13 wymagania w zakresie:
 - 1) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - 2) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - 3) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - 4) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - 5) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
 - II.1.9.14 możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - II.1.9.15 dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne do doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
 - II.1.9.16 ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
 - II.1.9.17 przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
 - II.1.9.18 nieruchomość obiektu lub lokalu, do którego energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
 - II.1.9.19 schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci EG i urządzeń lub instalacji,
 - II.1.9.20 wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej – w przypadku przyłączenia wytwórcy lub

posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.

- II.1.10. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa EG w warunkach przyłączenia do sieci.
- II.1.11. EG wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- II.1.11.1 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,
 - II.1.11.2 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
 - II.1.11.3 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii,
 - II.1.11.4 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej,
 - II.1.11.5 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej
- W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy liczone są od dnia wniesienia pełnej 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 E G 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.1.12. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich wystawienia. W przypadku zawarcia umowy o przyłączenie termin ważności warunków przyłączenia wydłuża się na okres ważności umowy o przyłączenie.
- Wnioskodawca może zwolnić E G od obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej, wynikającego z wydanych temu wnioskodawcy warunków przyłączenia przed upływem terminu ich ważności składając oświadczenie tej treści do EG w formie pisemnej lub elektronicznej. EG niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyjęciu oświadczenia w formie pisemnej lub elektronicznej.
- II.1.13. Wraz z określonymi przez E G warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.14. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci EG, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i EG ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji pomimo ich nie ujęcia w planie rozwoju. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez EG do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia lub z wnioskiem o uzgodnienie warunków przyłączenia dla podmiotu przyłączanego. EG wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.
- II.1.15. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15 obejmuje:
- II.1.15.1 uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - II.1.15.2 uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- II.1.16. W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.
- II.1.17. W przypadku, gdy EG 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, EG określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.
- II.1.18. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, EG 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:

- II.1.18.1 wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, EG wydaje warunki przyłączenia;
- II.1.18.2 nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, EG odmawia wydania warunków przyłączenia.
- Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.11., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.
- II.1.19. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie, której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w EG, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo- rozliczeniowego. EG potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia.
- W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EG odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo- rozliczeniowego ponosi EG.
- Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRIESD, w szczególności Załącznika 1. Zgłoszenie, o którym mowa powyżej, zawiera w szczególności:
- II.1.19.1 oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji,
- II.1.19.2 informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a. Ustawy.
- II.1.19.3 rodzaj mikroinstalacji,
- II.1.19.4 moc zainstalowaną elektryczną,
- II.1.19.5 moc znamionową falownika po stronie AC – w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
- II.1.19.6 dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację,
- II.1.19.7 dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji.
- II.1.19.8 oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszą IRIESD.
- II.1.19.9 planowany termin przyłączenia.
- II.1.19.10 potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.
- EG potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.
- II.1.20. Do zgłoszenia, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej treści: *„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”*. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań. EG publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EG.
- II.1.21. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez EG realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.22. Umowa o przyłączenie do Sieci Dystrybucyjnej powinna zawierać co najmniej:
- II.1.22.1 Strony zawierające umowę
- II.1.22.2 przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- II.1.22.3 termin realizacji przyłączenia,
- II.1.22.4 wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
- II.1.22.5 miejsce rozgraniczenia własności sieci EG i instalacji podmiotu przyłączanego oraz miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- II.1.22.6 zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- II.1.22.7 wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- II.1.22.8 harmonogram przyłączenia,
- II.1.22.9 warunki udostępnienia EG nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- II.1.22.10 przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- II.1.22.11 planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,

- II.1.22.12 moc przyłączeniową,
- II.1.22.13 w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z EG,
- II.1.22.14 odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- II.1.22.15 okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.23. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
 - II.1.23.1 Prosumentem, Prosumentem zbiorowym, Prosumentem wirtualnym przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem, , Prosumentem zbiorowym, Prosumentem wirtualnym informuje EG o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci EG.
- II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.24. informuje EG o:
 - II.1.24.1 zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
 - II.1.24.2 zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.25. Zapisów pkt. II.1.24 i II.1.25 nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami Wirtualnymi.
- II.1.26. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EG, pisemnie informuje EG o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.27. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.27 jest obowiązany informować EG o:
 - II.1.27.1 zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - II.1.27.2 zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
 - II.1.27.3 terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.28. EG w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.29. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.29, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do niej.
- II.1.30. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.VI.2.11. podlegającą uzgodnieniu z EG przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.31. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.32. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez EG podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują EG dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.33. EG uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRIESP i IRIESD OSDp.
- II.1.34. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW przyłączani do sieci dystrybucyjnej, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian

- w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem EG.
- II.1.35. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przysyłane są do EG.
- II.1.36. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej EG, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie EG o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie EG odbywa się poprzez przesłanie do EG kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.36.
- II.1.37. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.
- II.1.38. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.38., ustala się na podstawie:
- 1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
 - 2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
 - a) Prosumentowi zbiorowemu lub
 - b) Prosumentowi wirtualnemu.
- II.1.39. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje EG, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci EG, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.20. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.
- II.1.40. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z EG umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.40.
- II.1.41. Zapisy pkt II.1.40. oraz II.1.41. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.
- II.1.42. Reprezentant prosumentów przekazuje EG, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:
- 1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziałem, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
 - 2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
 - 3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
 - 4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
 - 5) w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.
- II.1.43. Reprezentant prosumentów przekazuje EG zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.44., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. EG uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym
- 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, określone w niniejszym rozdziale obowiązują EG, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.2.1.2 EG może odłączyć podmioty od Sieci Dystrybucyjnej w przypadku:

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

II.2.1.3 Wniosek o odłączenie od Sieci Dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:

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

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

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

II.2.1.6 EG uzgadnia z innymi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od Sieci Dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów systemów.

II.2.1.7 EG uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.15.

II.2.1.8 W uzasadnionych przypadkach EG zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od Sieci Dystrybucyjnej, określające w szczególności:

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

II.2.1.9 Ponowne przyłączenie podmiotu do Sieci Dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1.

II.2.2. Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.2.2.1 EG może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt. II.2.2.7 – II.2.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej EG, jeżeli:

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

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

II.2.2.3 Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.2.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w

- sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.
- II.2.2.4 EG 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 EG jest obowiązany 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. EG wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, po otrzymaniu odsprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.
- EG może wstrzymywać i wznowiać dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i systemu pomiarowego wykorzystywanego przez EG zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w systemie pomiarowym wykorzystywanym przez EG.
- II.2.2.6 Przepisów pkt. II.2.2.1. ppkt 3) i pkt. II.2.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa. Ponadto realizacja przez EG postanowień, o których mowa w pkt. II.2.2.1. ppkt 1) lub II.2.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez EG odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez EG 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) - EG 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, EG 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 od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora, o którym mowa w art. 31a ustawy Prawo energetyczne z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.
- Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny 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 EG na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.2.2.1. ppkt 1) lub II.2.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do EG niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a EG wznowia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez EG dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.
- II.2.2.11 W przypadku, gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.2.2.10., 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.2.2.10., 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.3.2.4. albo rozwiązania 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

rozwiązanie sporu przez Koordynatora 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., EG 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 EG wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku EG 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:

- masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
- przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
- konieczności wykonania wyłączeń planowych,
- braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,
- termin, o którym mowa w pkt. II.2.2.14 może ulec wydłużeniu.

II.2.2.16 EG 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.2.2.16 i pkt. 2.2.17, w tym z przyczyn niezależnych od EG, EG 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 EG i sprzedawcą odbywa się na zasadach określonych w rozdziale C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH zawartym w IRIEDS – Bilansowanie.

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

II.2.2.20 EG, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

- odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,
- odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni poprzedzające te dni. W okresie oraz w dniach wskazanych w zdaniu poprzednim sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w ppkt. 1) i 2).

II.2.2.21 Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.2.2.1. 2) oraz w pkt II.2.2.4. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.2.2., między EG i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, uniemożliwiających przekazywanie informacji, dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej.

II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWYCH

II.3.1. Wymagania ogólne

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

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą

- pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.
- II.3.1.2 Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii
- II.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 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 nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRIESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci niespełniające wymagań.
- II.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 EG opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli EG zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć EG opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- II.3.1.7 Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.
- II.3.1.8 Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRIESD.

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 EG.
- II.3.2.2 Na obszarach sieci dystrybucyjnej EG, objętych umową przesyłową z OSP, EG określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez OSP lub OSD w uzgodnieniu z OSP.
- II.3.2.3 Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej EG, nie objętych umową przesyłową z OSP, EG określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EG, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.3.3.1 Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub

wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRIESP oraz w TCM.

II.3.3.2 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt II.4.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a EG, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.3.3.3 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

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

II.3.4. Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej

II.3.4.1 Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.3.4.2 Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- 12) napięcia,
- 13) częstotliwości ,
- 14) przyłączenia,
- 15) regulacji napięcia i mocy biernej,

II.3.5. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

II.3.5.1. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

II.3.6. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

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

II.3.7. Wymagania dla transformatorów

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

II.3.8. Wymagania dla sieci SN

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

II.3.9. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

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

II.3.10. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.3.10.1 Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują EG oraz podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej.

II.3.10.2 Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez dyspozycję EG.

II.3.10.3 Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi, są następujące:

- 1) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z systemem dyspozytorskim w centrum

- nadzoru wykorzystywanym przez EG. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- 2) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrum nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich. Jeśli jest to możliwe to należy wykorzystywać technologię IP,
 - 3) system nadzoru powinien zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - 4) połączenie systemów nadzoru w dyspozycji winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - 5) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisję pakietową,
 - 6) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
 - 7) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i centralnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1-100 ms.

II.3.11. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.3.11.1 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRIESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- 1) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- 2) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRIESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy.

II.3.11.2 Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRIESD spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w Rozporządzeniu systemowym oraz w niniejszej IRIESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy niebędący własnością EG, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań zawartych w niniejszej IRIESD nie jest wymagane przy rozdzielaniu umów kompleksowych. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością EG powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.6. niniejszej IRIESD, dla których EG może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G. części Bilansowanie niniejszej IRIESD. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

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

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

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do EG. 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.3.11.3 Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.11.4 Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

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

II.3.11.5 Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRIESP.

II.3.11.6 EG, OSDp wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z systemów pomiarowych wykorzystywanym przez EG, z uwzględnieniem postanowień IRIESP dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.3.11.7 OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.11.8 Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na następujące kategorie:

- 1) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej: kategoria A - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci;
- 2) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej:
- 3) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,
- 4) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
- 5) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW;
- 6) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do IV i V grupy przyłączeniowej:
 - a) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
 - b) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

II.3.11.9 Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- 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,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE

II.3.11.10 Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- 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,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE 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.

II.3.11.11 Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa EG.

Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- 1) dla kategorii A:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz,
 - b) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 0,5S dla pomiaru energii biernej;
- 2) dla kategorii B3, B2 i B1:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej;
- 3) dla kategorii C1:
 - a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej;
- 4) dla kategorii C2:
 - a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej. Dla pozostałych kategorii oprócz układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.11.12 Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa EG, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.3.11.13 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 EG, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

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

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

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

dociążających.

- II.3.11.15 Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych budowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 .
W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.
- II.3.11.16 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.3.11.17 W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.10.9., następuje na wniosek odbiorcy lub EG. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.3.11.18 W przypadku zmiany charakteru odbioru, EG może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRIESD.
- II.3.11.19 Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub EG (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.3.11.20 W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.3.11.21 W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy lub wytwórcy i EG.
- II.3.11.22 EG przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż EG, to podmiot ten ma obowiązek przekazać EG zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.3.11.23 Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaze błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.3.11.24 EG przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.3.11.25 Jeżeli EG nie jest właścicielem układu pomiarowego, EG zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.10.26.
- II.3.11.26 W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. EG umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.3.11.27 Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.10.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.3.11.28 W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRIESD.
- II.3.11.29 W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.10.23. i II.4.10.27., a EG 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.3.11.30 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.3.11.31 W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, EG wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający

dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.11.32 Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego EG ma prawo zainstalować własny licznik komunikujący się z systemem pomiarowym wykorzystywanym przez EG w podstawowym układzie pomiarowym i/lub urządzenia służące transmisji danych pomiarowych.

II.3.12. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.3.12.1 Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A powinny spełniać następujące wymagania:

- przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
- liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z systemem pomiarowym wykorzystywanym przez EG. EG instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:
 - odbiorców,
 - wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona - biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - magazynów energii elektrycznej.

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

II.3.12.2 Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania

II.3.13. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.3.13.1 Dla układów pomiarowych kategorii B1, B2, B3 powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.3.14. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.14.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

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

II.3.14.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- 1) przekładniki prądowe, o ile występują, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- 2) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.3.14.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRIESD dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego

II.3.15. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów - w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci NN/WN,
 - b) po stronie WN transformatorów NN/WN lub w polach liniowych NN/WN, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci - w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci NN/WN,
 - c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,

- d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej,
 - e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony - w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci elektroenergetycznej,
 - g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym - w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,
 - h) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:
 - – jednostki wytwórczej lub
 - – instalacji odnawialnego źródła energii, lub
 - – hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:
- a) w polach liniowych NN i WN linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - b) w polach liniowych WN linii stanowiących połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) w miejscach połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na napięciu SN i nN;
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
- a) przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzanie przez operatora systemu elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
 - b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych transformujących napięcie SN/nN,
 - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN:
 - – w przypadku stacji sieciowych - w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zasilania ich potrzeb własnych związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
 - – w przypadku stacji znajdujących się przy jednostkach wytwórczych - w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego od wytwórcy, w celu zasilania potrzeb własnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
 - w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie.

II.3.16. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.3.16.1 EG odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.3.16.2 Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, oraz innymi podmiotami określonymi przez EG.

II.3.16.3 W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt.II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

II.3.16.4 System pomiarowy EnercoGrid Sp. z o. o. powinien spełniać wymagania funkcjonalne określone w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego

II.3.16.5 Systemy do transmisji danych powinny zapewniać mechanizmy integralności przesyłanych danych tj.

brak możliwości modyfikacji przesyłanych danych pomiędzy nadawcą a odbiorcą. Ponadto przy budowie systemów teletransmisyjnych należy stosować rozwiązania ustandaryzowane

II.3.16.6 Systemy teletransmisyjne mogą być budowane na drodze wykupienia usług od operatorów telekomunikacyjnych.

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

II.4.1. Zakres danych:

II.4.1.1 Dane przekazywane do EG przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

II.4.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci EG, o których mowa w TCM mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP, OSDp lub EG. W sytuacji, gdy:

- 4) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP;
- 5) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSDp, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDp;
- 6) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do EG, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej EG.

II.4.3. Dane strukturalne, o których mowa w pkt II.5.1.2. ppkt. 2), są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do EG, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do EG dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do EG, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.4.4. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESP.

II.4.5. Dane opisujące stan istniejący:

II.4.5.1 Wytwórcy przekazują do EG następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

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

II.4.5.2 Odbiorcy przyłączeni do sieci EG i wskazani przez EG, przekazują do EG następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

Formę oraz zakres przekazywanych danych, termin i sposób przekazania podmioty uzgadniają z EG.

II.4.6. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez EG

II.4.6.1 Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- informacje o jednostkach wytwórczych,
- informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- inne dane w zakresie uzgodnionym przez EG i podmiot przyłączony do Sieci Dystrybucyjnej

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

II.4.7. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

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

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami. Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- III.1.1.1 niezawodności współdziałania z siecią,
- III.1.1.2 bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- III.1.1.3 zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

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

- III.1.2.1 przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- III.1.2.2 prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- III.1.2.3 przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- III.1.2.4 prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRIESD.

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

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

III.1.6. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób niezagrożący 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.

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

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez EG określa EG.

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

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, modernizowanych, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory, transformatory blokowe, linie kablowe WN oraz inne urządzenia określone przez EG przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z EG, jeżeli właścicielem nie jest EG) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez

przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD. EG, w przypadku, gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

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

III.2.5.1 Wymagania techniczne dla:

1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:

a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;

b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;

2) dostawców usług w zakresie odbudowy, podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER). TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym

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

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

III.2.5.4 Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt II.2.5.5 i I.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5 . Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV EG uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy. Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

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

2) przez EG - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci EG.;

3) przez OSDn za pośrednictwem EG, zgodnie z postanowieniami pkt V.3. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią EG. OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje EG o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 3) EG informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6 Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV EG uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy. Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

- bezpośrednio - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;

- przez EG - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci EG.;

III.2.5.7 Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt II.2.5.5

III.2.5.8 Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt II.2.5.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu. Odpowiednio EG, realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i EG.

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

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

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

- decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do przebudowy, remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z EG.
- III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH**
- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w Sieci Dystrybucyjnej EG są prowadzone w uzgodnieniu z EG.
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z EG reguluje umowa.
- III.4.3. EG dokonuje niezbędnych uzgodnień z nadrzędnym operatorem systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.
- III.4.4. EG 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:
- III.5.1.1 dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- III.5.1.2 dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizację dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- III.5.2.1 decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- III.5.2.2 dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- III.5.2.3 pozwolenie na budowę wraz z załącznikami – jeżeli jest wymagane,
- III.5.2.4 pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- III.5.3.1 dokumentację projektową i powykonawczą,
- III.5.3.2 protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- III.5.3.3 dokumentację techniczną – ruchową urządzeń,
- III.5.3.4 dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- III.5.3.5 dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- III.5.4.1 dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- III.5.4.2 instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- III.5.4.3 dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- III.5.4.4 protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- III.5.4.5 wykaz niezbędnych części zamiennych,
- III.5.4.7 dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- III.5.4.8 dziennik operacyjny,
- III.5.4.9 schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- III.5.4.10 wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- III.5.4.11 karty przełączy,
- III.5.4.12 ewidencję założonych uziemień,
- III.5.4.13 programy łączeniowe,
- III.5.4.14 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.:
- III.5.5.1 ogólną charakterystykę urządzenia,
- III.5.5.2 niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

- III.5.5.3 wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- III.5.5.4 określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- III.5.5.5 zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- III.5.5.6 wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- III.5.5.7 zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- III.5.5.8 wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- III.5.5.9 informacje o środkach łączności,
- III.5.5.10 wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- III.5.5.11 zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno- pomiarowej,
- III.5.5.12 opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

- III.6.1. EG jeśli dotyczy, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.6.2. W przypadku powierzenia EG prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

- III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od EG informacje eksploatacyjne o Sieci Dystrybucyjnej w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.
- III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
 - III.7.2.1 informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - III.7.2.2 wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - III.7.2.3 wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - III.7.2.4 parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - III.7.2.5 informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - III.7.2.6 imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.
- III.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt. III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.
- III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego lub OSDp, a w zakresie pozostałej Sieci Dystrybucyjnej spory rozstrzyga EG.
- III.7.6. EG sporządza i aktualizuje schematy Sieci Dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. EG oraz podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.8.2. EG 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. EG zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. EG opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej obejmujące w szczególności:
- III.10.1.1 oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - III.10.1.2 remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych majątku, w tym planowanych prac przez właściciela majątku dzierżawionego przez EG, zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej uzgadniają z EG prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów Sieci Dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w Sieci Dystrybucyjnej ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów Sieci Dystrybucyjnej przekazują do EG zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.
- III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC**
- III.11.1. EG opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- III.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

- IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE**
- IV.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.
- OSP, zgodnie z IRIESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.
- IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:
- 1) awaria w systemie,
 - 2) awaria sieciowa.
- IV.1.3. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:
- 1) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - 2) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - 3) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
 - 4) strajku lub niepokoju społecznych,
 - 5) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.
- IV.1.4. 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.1.5. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo stosować zgodnie z TCM Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:
- 1) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,

- 2) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.
- IV.1.6. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do Sieci Dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDp lub EG. 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.1.7. EG wraz z OSDp podejmują, zgodnie z IRIESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie planu odbudowy.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- IV.1.8.1 podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - IV.1.8.2 awaryjne układy pracy sieci,
 - IV.1.8.3 wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - IV.1.8.4 dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, EG 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, EG 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. EG prowadzi ruch Sieci Dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej tą siecią.
- IV.2.2. EG dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.
- IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
- IV.3.1. Postanowienia ogólne**
- IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp i EG podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.
- IV.3.1.3. EG na polecenie OSDp podejmuje w szczególności następujące działania:
- 1) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostek wytwórczych przyłączonych do swojej sieci,
 - 2) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- IV.3.1.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- 1) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - 2) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - 3) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,

- 4) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
- 5) tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w pkt IV.3.6.

IV.3.1.5. EG nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IV.3.3 -- IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

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

- 1) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
- 2) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 3) bezpieczeństwa osób,
- 4) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i EG opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności przywołanych w pkt IV.3.2.1.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować: bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób, uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń (lub ich zespołów) wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń (lub ich zespołów) przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

IV.3.2.6. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości co najmniej 300 kW.

IV.3.2.7. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.5. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się.

IV.3.2.8. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

Opracowany przez EG plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku ustania okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1. Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.

IV.3.2.9. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

- 1) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego,
- 2) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn.

zm.),

- 3) wykorzystywanego bezpośrednio do: nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym; zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego; wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych; realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków; wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła; wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań; oraz wyodrębnionych części obiektu wykorzystywanych do wymienionych celów,
- 4) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

Obiekty te podlegają ochronie jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych. Odbiorca niezwłocznie informuje EG o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie.

- IV.3.2.10. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.
Plan ten opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IV.3.2.11. EG przekazuje opracowany plan wprowadzania ograniczeń do OSDp. OSDp przekazuje opracowany plan wprowadzania ograniczeń do OSP.
- IV.3.2.12. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.
- IV.3.2.13. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
 - 1) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach,
 - 2) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, wyznaczonej przez EG dla tego stopnia zasilania, określonej dla obiektu
 - 3) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy – od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.
 - 4) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum wyznaczanego przez EG dla tego stopnia zasilania dla określonego obiektu.
- IV.3.2.14. EG wyznacza poziomy mocy dla każdego ze stopni zasilania w sposób zgodny z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.
- IV.3.2.15. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.
W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, EG powiadamia odbiorców EG ujętych w planach wprowadzania ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w EG.
- IV.3.2.16. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

- IV.3.2.17. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- 1) polecane stopnie zasilania,
 - 2) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.17. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny sieciowy

- IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku:
- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
 - 2) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
 - 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE,
 - 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
- Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 2) - 4) może być wprowadzony na 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 EG, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, EG jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSDp.
- IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 - 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc
- 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
- IV.3.4.5. o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.6. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:
- 1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
 - 2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
 - 3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
 - 4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
 - 5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;
- od wydania polecenia dyspozytorskiego.
- IV.3.4.7. OSP w porozumieniu z OSDp i EG 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.3.4.8. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:
- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),

- 2) EG - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez odbiorców końcowych, za której ruch sieciowy odpowiada EG,
3) OSDp.

IV.3.4.9. Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w pkt 1) - 3) opracowane na rok 2023 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2024. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych, dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

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

IV.3.4.10. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

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

IV.3.4.11. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSDp i/lub EG. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, EnercoGrid Sp. zo.o., OSDp, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP/OSDp, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny

IV.3.5. Tryb awaryjny bilansowy

IV.3.5.1 OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych. Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne

IV.3.5.2 Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15. Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe prowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc

IV.3.5.3 Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IV.3.5.4 OSP w porozumieniu z EG 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 B.

IV.3.5.5 Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:

- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
- 2) EG. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDp przyłączonych do sieci EG i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada EG ,
- 3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.5.6 Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 - B3, B4 - B6, ..., B13 - B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2023.

IV.3.5.7 OSP wydaje EG polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

- IV.3.5.8 Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania
- IV.3.5.9 Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny
- IV.3.5.10 W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IV.3.5.11 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem

IV.3.6. Tryb automatyczny

- IV.3.6.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.
- IV.3.6.2. Układ SCO instaluje EG oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.
- IV.3.6.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez ENERGIAOPERATOR SA, do którego sieci jest przyłączony.
- IV.3.6.4. OSDn połączony z siecią SN i nN EG może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez EG, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy EG oraz OSDn.
- IV.3.6.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci EG lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- IV.3.6.6. Przekątnik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:
- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
 - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekątnika;
 - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekątnika na poziomie nie większym niż 100 ms;
 - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
 - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
 - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
 - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- IV.3.6.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- IV.3.6.8. OSDpw terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- a) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
 - b) EG.
- Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczone zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE. Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej auto producentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.
- IV.3.6.9. EG, na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:
- a) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci EG;
 - b) OSDn przyłączonych do sieci EG.
- IV.3.6.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazuje EG, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.
- IV.3.6.11. EG powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając

odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3., przyłączonych do sieci EG, 45% zapotrzebowania netto EnercoGrid Sp. z o.o. w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci. Przez zapotrzebowanie netto EG rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania EG (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.6.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.6.13. Postanowień pkt IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo EG, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo EG, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.6.14. Odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informują EG, o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO. EG do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.6.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.14., EG w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER. EG przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, i odbiorcom przyłączonym do sieci EG, ujętym w tym planie.

IV.3.6.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

IV.3.6.17. Załączenie odbiorcy wyłączanego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

IV.3.6.18. EG w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.”

IV.3.7. Zasady stosowania automatyki SCO przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

IV.3.8. Tryb ograniczenia poziomu napięć

IV.3.8.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin. Szczegółowe zasady przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

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

V.1. EG współpracuje z następującymi operatorami:

- 1) OSP,
- 2) OSD,
- 3) Sprzedawcami,
- 4) POB_z,
- 5) DUB,
- 6) OHT,
- 7) OH,
- 8) OP

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

- V.2.** Zasady i zakres współpracy EG z OSDp i OSP są określone w niniejszej IRIESD, IRIESD OSDp, IRIESP oraz umowie o świadczenie usług dystrybucji i przesyłania.
- V.3.** EG realizuje określone w Ustawie, IRIESP, WDB oraz IRIESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4.** Zasady i zakres współpracy EG z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (również EG), są określone w niniejszej IRIESD, IRIESD OSDp i IRIESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDp i EG.
- V.5.** Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6.** Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z OSP oraz z OSDp i EG, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.
- V.7.** EG umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
 - 1) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EG zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - 2) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi EG zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - 3) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania EG,
 - 4) wzorów umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych

V.8. Redysponowanie nierynkowe

- V.8.1.** Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzialność odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub ENERGA-OPERATOR SA w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.
- V.8.2.** W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.8.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSDp na polecenie OSDp może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- V.8.3.** W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.8.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej EG może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- V.8.4.** Za pośrednictwem EG przyłączonego do sieci danego OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, dane OSDp może wydać polecenie polecenia, o których mowa w pkt IV.8.2.
- V.8.5.** Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.8.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSDp a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.8.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy EG a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI EG

- VI.1.1.** W zakresie prowadzenia ruchu EG na obszarze kierowanej Sieci Dystrybucyjnej w szczególności:
 - VI.1.1.1** planuje pracę Sieci Dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,

- VI.1.1.2 planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - VI.1.1.3 monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - VI.1.1.4 prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
 - VI.1.1.5 opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
 - VI.1.1.6 wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym na polecenie OSDp, realizowane w postaci włączeń awaryjnych odbiorców,
 - VI.1.1.7 likwiduje występujące w Sieci Dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem nadrzędnego systemu dystrybucyjnego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - VI.1.1.8 Wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRIESP.
 - VI.1.1.9 Zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRIESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL.
- VI.1.2. Planowanie pracy Sieci Dystrybucyjnej odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3. Działania EG w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze Sieci Dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRIESD-Bilansowanie.
- VI.1.4. EG na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci nadrzędnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z właściwym OSDp. Dane niezbędne do określenia nastaw automatów EG otrzymuje od OSDp.
- VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH EG**
- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt VI.1., EG organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania służb lub odstępuje od organizacji tych służb. W przypadku ich organizacji obowiązują poniższe punkty. W przypadku nie organizowania służb dyspozytorskich zadania opisane w poniższych punktach są realizowane w ramach zleczanych usług.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez EG i inne podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Dla sieci będącej elementem sieci koordynowanej organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt VI.2.2 są właściwi nadrzędni operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie EG 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. EG przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- VI.2.5.1 układami pracy Sieci Dystrybucyjnej,
 - VI.2.5.2 pracą modułów wytwarzania energii JWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EG, w tym również JWCK w zakresie określonym w IRIESP,
 - VI.2.5.3 urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej,
 - VI.2.5.4 liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - VI.2.5.5 czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- VI.2.6.1 monitorowaniu pracy urządzeń,
 - VI.2.6.2 dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym, że dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - VI.2.6.3 rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,

- VI.2.6.4 prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie EG na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
 - VI.2.7.1 układami pracy Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - VI.2.7.2 urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - VI.2.7.3 czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - VI.2.7.4 źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VI.2.8. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego EG, polegający w szczególności na:
 - VI.2.8.1 bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - VI.2.8.2 przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - VI.2.8.3 wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.10. Podmioty przyłączone do Sieci Dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez EG opracowują i uzgadniają z nim instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRIESD.
- VI.2.11. Przedmiotem instrukcji współpracy, o której mowa w pkt.VI.2.10 oraz VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:
 - VI.2.11.1 podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych oraz określenia granicy majątku,
 - VI.2.11.2 organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - VI.2.11.3 określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - VI.2.11.4 szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
 - VI.2.11.5 określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - VI.2.11.6 koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - VI.2.11.7 wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - VI.2.11.8 zakres i tryb obiegu informacji, w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,
 - VI.2.11.9 określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.2.12. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi EG, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRIESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. EG sporządza koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM – zakres wymienianych danych opracowany przez OSP.
- VI.3.2. EG w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EG zgodnie z postanowieniami TCM – zakres wymienianych danych.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do Sieci Dystrybucyjnej uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRIESP.
- VI.3.4. EG ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRIESP, są przekazywane do EG.
- VI.3.5. Przekazanie planów przez posiadaczy modułów energii i magazynów energii elektrycznej do EG, powinno być realizowane w następujących terminach:
 - 1) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 - letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15. dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59

- miesiące są aktualizacją danych wcześniej przekazanych ,
- 2) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 - letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15. dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.
- VI.3.6. Dane planistyczne, o których mowa w TCM – zakres wymienianych danych oraz w pkt V.3.5., są przekazywane do OSD w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej zmianie.
- VI.3.7. EG, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do Sieci Dystrybucyjnej.
- VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ**
- VI.4.1. EG sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Sieci Dystrybucyjnej.
- VI.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez EG uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.
- VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej Sieci Dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- VI.5.2. EG określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczipów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
- VI.6.1. EG w ramach potrzeb i uwarunkowań lokalnych opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają EG propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt VI.6.4.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do EG propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- VI.6.3.1 nazwę rozdzielni i elementu,
 - VI.6.3.2 proponowany termin wyłączenia,
 - VI.6.3.3 operatywną gotowość – rozumianą, jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - VI.6.3.4 typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - VI.6.3.5 opis wykonywanych prac,
 - VI.6.3.6 w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do EG potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. EG ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do EG w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem.

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

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

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) dane techniczne załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z EG w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. EG może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. EG zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15:00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez EG uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez EG uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRIESP, EG uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

VII STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

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

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

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

gdzie:

x_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

x_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

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

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, W PRZYPADKU SIECI FUNKCJONUJĄCEJ BEZ ZAKŁÓCEŃ, DLA PODMIOTÓW ZALICZANYCH DO GRUP PRZYŁĄCZENIOWYCH III – V

- VIII.1.1.** Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:
1. 50 Hz $\pm$ 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 2. 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.
- VIII.1.2.** W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień $\pm$ 10% napięcia znamionowego.
- VIII.1.3.** Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.
- VIII.1.4.** W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
1. składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
 2. dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

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

- VIII.1.5.** W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.
- VIII.1.6.** Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.
- VIII.1.7.** OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod

warunkiem, że:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

1. planowane,
2. nieplanowane.

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

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

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VIII.4.1.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

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

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

VIII.2.6. EG w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących 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 danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
2. wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców - wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,
3. wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się, liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła.

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤ 75 A, wprowadza się następujące

maksymalne dopuszczalne poziomy:

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

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

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

- 4) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym

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

nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

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

VIII.3.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

- 1) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- 2) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- 3) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- 4) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego [A]
Harmoniczne nieparzyste	

3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 (15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 (8/n)$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu wejściowego [%]
2	2
3	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
* λ – współczynnik mocy obwodu.	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

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

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

Tablica 5.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

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 z sieci,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5-dniowymwyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten

adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,

- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym niż 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzajuprzyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy OSD,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji oraz udzielanie odpowiedzi, odbiorcy w sprawie rozliczeń, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba, że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonychw aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonychw Taryfie OSD,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej

VIII.4.2. niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9),Reklamacje odbiorcy dotyczące EG prawidłowości działania układu pomiarowo- rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt. II.4.7.1.

IX. Słownik skrótów i definicji

IX.1. Oznaczenia skrótów

CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
DUŁ	Dostawca usługi ładowania
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD – Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)

IRiESP - Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii”.
JB	Jednostka bilansowa
JB _{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej wydajności baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB _O	_{FD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDO, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB _{OSD}	_{FD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB _{OSD} , reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSD oraz sąsiednich OSD _p , na napięciu niższym niż 110 kV
MB _W	_{FD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _W lub URD _{ME} , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MB _{AH}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB _{AI}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB _{AW}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii ciepłne
MB _{AO}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB _{AM}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektryczne
MB _{AZ}	_{AFD} MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
_{AFD} MB	_F MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
_F MB	Fizyczne MB
_{FD} MB	_F MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
_{FZ} MB	_F MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV niepodlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OP	Operator pomiarów
OP-OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSD
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
EG	EnercoGrid Sp. z o.o. pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej, na której prowadzi ruch sieciowy:
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
P _{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
POB _{OSD}	POB będący OSDp
POB _Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
PPE	Punkt Poboru Energii
P _{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
POB _{OSD}	POB będący OSDp
POB _Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
PPE	Punkt Poboru Energii
P _{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SN	Średnie napięcie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie - Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samodzielnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan

	otwarcia
SWIS	System Wymiany Informacji ze Sprzedawcami
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przetęczeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi
THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD _{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URDw	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	opracowane przez OSP Warunki dotyczące bilansowania, zatwierdzone decyzją Prezesa URE

X. Pojęcia i definicje

Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważeniadostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
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
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznejdostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

Farma wiatrowa	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.
Farma fotowoltaiczna	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	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. Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, 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. 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.
Instalacja odnawialnego źródła energii	Instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego. Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

Jednostka wytwórcza	Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: c) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub d) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego. (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 OSPi 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, 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 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;

Kod EIC	Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53)
Koordinowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Koordinator	Koordinator do spraw negocjacji, o którym mowa w art. 31a Prawa energetycznego
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz.U. z 2020 r. poz. 2166 z późniejszymi zmianami), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik konwencjonalny	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu albo licznik konwencjonalny.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja służąca do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której

	łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja służąca do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania 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 15minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b)) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo 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.
Należyta staranność	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.

Normalne warunki pracysieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
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 rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez OSD.

Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator informacji rynku energii	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
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 sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294).
Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci OSD świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy – inny(PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej dla stacji elektroenergetycznej transformującej średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej EG
Punkt pomiarowy – Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

Przełącznik SCO	Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przełącznika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną
Sprzedawca rezerwowi	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę energii elektrycznej, zapewniające temu odbiorcy sprzedaż rezerwową
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
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.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.

System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
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 (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRIESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.

Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych
Ustawa lub Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 833 z późniejszymi zmianami).
Ustawa OZE	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. r. poz. 261 z późn. zm.)
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu energetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu –FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciovowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 sekundy, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości

	dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
--	--