

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

zatwierdzona uchwałą Zarządu „PZL-Świdnik” S.A. nr 12/IX/2016
z dnia 17 marca 2016 r.

Tekst jednolity uwzględnia zmiany wprowadzone:

- Kartą aktualizacji nr KA/K/1/2019 zatwierdzoną uchwałą Zarządu „PZL-Świdnik” S.A. nr 20/X/2019 z dnia 10 kwietnia 2019 r.
- Kartą aktualizacji nr KA/K/1/2021 zatwierdzoną uchwałą Zarządu „PZL-Świdnik” S.A. nr 8/XI/2022 z dnia 11 marca 2022 r.
- Kartą aktualizacji nr KA/KB/1/2024 zatwierdzoną uchwałą Zarządu „PZL-Świdnik” S.A. nr 7/XII/2024. z dnia 8 marca 2024 r.

Tekst jednolity zatwierdzony uchwałą Zarządu „PZL-Świdnik” S.A.
nr 7/XII/2024 z dnia 8 marca 2024 r.

Tekst jednolity obowiązuje od dnia: 8 marca 2024 r.

SPIS TREŚCI

I.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	3
II.	PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH	4
III.	WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	32
IV.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	37
V.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	43
VI.	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	48
VII.	WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	49
VIII.	WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	53
IX.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	54
X.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	59
XI.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	59
XII.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	60
XIII.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	62

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.** Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” Spółka Akcyjna (zwany dalej OSD) jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSD”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie”).
- I.2.** OSD realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. W szczególności, na system dystrybucyjny, o którym mowa powyżej składają się urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym ich pracy 110kV i niższym.
- I.3.** W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.4.** W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie OSD współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. (zwany dalej również OSDp)

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

II.1. Zasady przyłączania

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.

W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowania mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się wg zasad przyłączenia źródeł wytwórczych opisanych w niniejszej IRiESD.

Szczegółowe wymagania dotyczące przyłączenia mikroinstalacji są zawarte na stronie internetowej osd.pzl.swidnik.pl

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej Sn i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie IRiESD.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD z wyłączeniem mikroinstalacji, o których mowa w pkt. II.1.1. obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia (wzór wniosku jest zamieszczony na stronie internetowej osd.pzl.swidnik.pl);
- b) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD o którym mowa w pkt. a) ;
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
- d) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 - II.1.6 niniejszej instrukcji;

- e) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę;
- f) pisemne potwierdzenie przez OSD, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
- g) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia;
- h) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;
- i) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
- j) zawarcie umowy o przyłączenie;
- k) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
- l) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;

zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, magazynów energii, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa OSD. Wzory wniosków OSD udostępnia na swojej stronie internetowej osd.pzl.swidnik.pl oraz w siedzibie OSD.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:
 - a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,

- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, 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. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
- d) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez OSD, zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- a) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,
- b) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego
- c) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- d) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- e) moc przyłączeniową,
- f) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną OSD instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- g) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- h) wymagania wynikające z IRiESD,
- i) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- j) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- k) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- l) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- m) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- n) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a. wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b. prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;

- o) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- p) wymagania w zakresie:
 - a. dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b. przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c. zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d. wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e. ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- q) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu i ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- r) 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.
- s) harmonogram przyłączenia OZE.

II.1.9. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru i dostaw energii elektrycznej na potrzeby własne, odbiorców, źródeł energii i magazynów energii. Przyłączanie do takiej sieci urządzeń, instalacji, a w szczególności źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD, określonych w niniejszej IRiESD.

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

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło lub magazyn energii;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii;
- 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 do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt 4) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach OSD może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca informuje OSD. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania OSD o rezygnacji z ich realizacji.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSD do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. IV.1.13. Przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.
- II.1.14. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.15. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:
- a) strony zawierające umowę,
 - b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - c) termin realizacji przyłączenia,
 - d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - g) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,

- h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywanych wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
 - i) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
 - j) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - k) w przypadku, gdy lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest w miejscu rozgraniczenia własności, OSD określi algorytm wyliczenia strat z tytułu poboru mocy i energii elektrycznej w umowie dystrybucyjnej,
 - l) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - m) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - n) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - o) moc przyłączeniową,
 - p) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
 - q) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - r) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.16. OSD ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- II.1.17. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.16, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.18. Podmioty zaliczone do **III i VI** grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.19. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD 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.1.20. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązani do zgłaszania nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora

systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.

II.2. Zasady odłączania

- II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.1.2. OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD 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 OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.2.1.4. OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.2.1.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.2.1.6. OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.2.1.7. W niezbędnych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD 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,

- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

- II.3.1. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.16, OSD stwierdzi, że:
- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,
- II.3.2. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne art. 6b, 6c, 6d i 6e.
- II.3.3. OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.1. oraz pkt.II.3.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.
- II.3.5. OSD może również wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej oraz wznowić dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD na zasadach określonych w umowie dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

II.4. Zasady zaprzestania oraz rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej

- II.4.1. OSD może zaprzestać dostarczania energii elektrycznej w przypadku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej np. wynikającego ze zmiany właściciela obiektu itp. W takim przypadku OSD może dokonać demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.2. OSD po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w rozdziale II.3.2.
- II.4.3. Ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej do obiektu na skutek wstrzymania o którym mowa w pkt.II.3.1., jeżeli nie nastąpiło odłączenie, następuje po spełnieniu wymagań określonych przez OSD oraz zawarciu nowej umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.4.4. Rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej podmiotowi po odłączeniu podmiotu na skutek zaprzestania, o którym mowa w pkt. II.3.1 odbywa się po przeprowadzeniu procesu przyłączenia podmiotu do sieci OSD.

II.5. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.5.1. Wymagania ogólne

II.5.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- a) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- b) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- c) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
- d) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
- e) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
- f) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.

II.5.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.5.1.1., 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.5.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.5.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub w IRiESD-Korzystanie, 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.

II.5.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.5.2.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP oraz przez OSDp w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tego OSDp.

II.5.2.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt.II.5.2.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek

wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.5.2.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.2.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

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

II.5.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.5.3.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.5.3.2. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp.

II.6. Wymagania techniczne linii bezpośrednich

II.6.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie - Prawo energetyczne.

II.6.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.

II.6.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.6.2.

II.6.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.5.2 oraz II.5.3.

II.6.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.8.

II.6.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.

II.6.7. OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

II.6.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych czynników technicznych dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej OSD.

II.7. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.7.1. Wymagania ogólne

II.7.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach podmiotów przyłączanych – nowobudowanych i przyłączonych modernizowanych.

II.7.1.2. W uzasadnionych przypadkach OSD stosuje układy i urządzenia EAZ. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzone przez OSD. Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

II.7.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.7.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.

II.7.1.5. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD. W uzasadnionych przypadkach OSD uwzględnia warunki stosowania EAZ z wytycznymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

II.7.1.6. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.7.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.7.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

- II.7.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.7.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.7.1.11. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.

II.7.2. Wymagania dla sieci 110 kV

- II.7.2.1. Wymagania dla sieci 110kV są określone w IRiESD OSDp.

II.7.3. Wymagania dla transformatorów

- II.7.3.1. Wymagania dla transformatorów 110 kV/SN/SN są określone w IRiESD OSDp.
- II.7.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
 - 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
 - 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
 - 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczepów.
Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.7.4. Wymagania dla sieci SN

II.7.4.1. Wymagania ogólne

- II.7.4.1.1. Jeśli w IRiESD-Korzystanie nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- II.7.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

- II.7.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.7.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
 - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
 - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.7.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
- 1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 2) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
 - 3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.
- Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.
- II.7.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.
- II.7.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN do nowych warunków pracy.
- II.7.4.2. Wymagania dla linii SN
- II.7.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatykę:
- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
 - 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

II.7.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

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

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

II.7.4.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

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

II.7.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.7.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.7.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.7.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.7.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.7.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,

2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

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

II.7.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.7.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.7.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.7.5. **Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ**

II.7.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.7.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.7.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

- II.7.5.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.7.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone.
- II.7.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
- II.7.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.7.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.7.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.7.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.7.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.7.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.7.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.7.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. Od II.7.5.1. do II.7.5.3. oraz od II.7.5.6.1. do II.7.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.8. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.8.1 Wymagania ogólne

II.8.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD-Korzystanie obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD-Korzystanie spoczywa na ich właścicielu. Przy czym stosuje się zasadę, że właścicielem układu pomiarowego w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV i V jest OSD, natomiast dla pozostałych grup przyłączeniowych właścicielem układów pomiarowych jest odbiorca.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością OSD, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji, o której mowa w IRiESD–Bilansowanie pkt. B.1. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSD powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy.

II.8.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. 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 OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym

laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

- II.8.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.8.1.4. Układy pomiarowe powinny być zainstalowane:
- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSD ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.
- II.8.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, 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.8.1.6. OSD poprzez OSDp uzgadnia z OSP protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.8.1.7. OSD uzgadnia z OSDp protokoły transmisji danych pomiarowych oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.8.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:
- a) kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
 - b) kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA (wyłącznie),
 - c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
 - d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy

pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),

- f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- h) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- i) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh,

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.8.1.1. a), b) oraz c).

II.8.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

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

II.8.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,

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

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

II.8.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,

b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego,

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo-kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.

II.8.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.8.1.13. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1 przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3, B4, C2 przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, alby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,

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

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

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

II.8.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS ≤ 10 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

- II.8.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.8.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.8.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.8.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.8.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.8.1.20. 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.8.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.
- II.8.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.8.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.8.1.24. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.8.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD 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 (OSD, odbiorca, wytwórca) nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.8.1.26.
- II.8.1.26. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio

zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

- II.8.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.8.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.8.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.
- II.8.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.8.1.23. i II.8.1.27., a OSD 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.8.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.8.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.8.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.

- II.8.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.
- II.8.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.

- II.8.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.
- II.8.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.8.2.1.,
 - w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.8.2.2.
- II.8.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.8.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR OSD, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.8.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- II.8.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.**
- II.8.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.8.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę,

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

II.8.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.8.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.8.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.8.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

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

- b) OSD może zdecydować o konieczności:
- realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.8. 4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

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

II.8.5. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.8.5.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.8.5.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, a w przypadkach określonych przez OSD również z innymi podmiotami.
- II.8.5.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.8.5.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

II.9. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.9.1. Zakres danych

- II.9.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- dane opisujące stan istniejący,
 - dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,
 - dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

- II.9.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek, zgodnie z kodeksami sieci przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

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

- II.9.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSD, są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSD, zgodnie z zasadami określonymi w kodeksach sieci.

- II.9.1.4. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.9.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.9.2.1. Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

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

- II.9.2.2. Odbiorcy wskazani przez OSD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.9.2.3. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.9.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD

II.9.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.9.3.2. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.

III.1.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

III.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSD w szczególności:

- a) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
- c) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSD i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

III.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej

III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSD.

III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

- III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- III.2.4. OSD opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.
- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.
- III.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSD opłatę za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.9. Opłata za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą OSD zatwierdzoną przez Prezesa URE.

III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

III.3.1. Postanowienia ogólne

- III.3.1.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności:
- opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
 - publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.
- III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
 - bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
 - 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 pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń internetowych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, 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, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,

- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSD, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.
- III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.
- III.3.1.5. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
- na stronie internetowej OSD osd.pzl.swidnik.pl,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
 - w biurze **Serwisu Sieci Elektroenergetycznych**
- III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- osobiście w biurze **Serwisu Sieci Elektroenergetycznych**
 - listownie na adres OSD,
 - poczta elektroniczną,
 - faksem,
 - telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.
- III.3.2. Postępowanie reklamacyjne**
- III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres:
- WSK „PZL-Świdnik” S.A.
Serwis Sieci Elektroenergetycznych
Al. Lotników Polskich 1
21-045 Świdnik
- III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
 - dane jakie przyłącza/miejsca dostarczania dotyczy reklamacja;
 - datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;

- d) zgłaszane żądanie;
 - e) dokumenty uzasadniające żądanie.
- III.3.2.4. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
 - b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt III.3.2.2.
- III.3.2.6. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

III.4. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- III.4.1. OSD prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- 1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
 - 2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSD,
 - 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

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

- III.4.2 Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt III.4.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10MW.
- III.4.3. OSD wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt III.4.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt III.4.4. W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt III.4.1., może być więcej niż jeden Operator, wpis do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.
- III.4.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSD, posiadacz tego magazynu przekazuje OSD informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.
- III.4.5. Rejestr, o którym mowa w pkt III.4.1., jest jawny i udostępniany przez OSD na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.
- III.4.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia OSD o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt III.4.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. OSD aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Przepisy ogólne

IV.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

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

IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD obejmują zagadnienia związane z:

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

IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji 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.

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

IV.1.5. OSD prowadzi eksploatację 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.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji

sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

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

- IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSD w dokumencie „Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.” OSD udostępnia wyżej wymienione zasady na swojej stronie internetowej.

IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji

- IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- IV.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- IV.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w pkt.IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD, jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
OSD, w przypadku, gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.
- IV.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia Planu obrony systemu lub planu odbudowy
- IV.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 („SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

IV.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 OSD System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP 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.

IV.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 IV.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.

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

IV.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 220 i 110 kV OSD uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

1) przez OSD - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci OSD;

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

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt IV.2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy

w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSD o aktualizacji tego wykazu, a OSDp ten informuje właściciela rozdzielni przyłączonej do jego sieci o wprowadzeniu jej do wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 2), OSD informuje właściwego OSDn ze względu na miejsce przyłączenia rozdzielni, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

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

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

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

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

- IV.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni. IV.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
 - a) rozdzielni 220 i 110 kV;
 - b) w polach SN potrzeb własnych stacji i pola sprzęgła zapewniających podanie napięcia do rozdzielni potrzeb własnych i prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, między innymi w zakresie sterowalności i obserwowalności obiektu; w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz - załącz”;
- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania napięcia zdalnie lub przez stałą obsługę obiektu, od strony WN do pola potrzeb własnych SN;

4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy przedmiotową rozdzielnią, a centrami dyspozytorskimi OSD, właściwego OSDn. Właściwy OSDn przesyła on-line za pomocą telemechaniki do OSDp stany łączników 110 kV z przedmiotowych rozdzielni;

5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSD, właściwego OSDn.

IV.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt IV.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.

IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSDp, jeżeli urządzenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSDp.

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

IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSD są prowadzone w uzgodnieniu z OSD.

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

IV.4.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w sieci dystrybucyjnej, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.

IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna

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

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,

b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

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

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

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

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

- a) dokumentację powykonawczą,
- b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

IV.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

- d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- i) informacje o środkach łączności,
- j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

- IV.6.1. OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem czynników technicznych i ekonomicznych.
- IV.6.2. W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

- IV.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.
Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- IV.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
 - a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.
- IV.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.IV.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

IV.8. Ochrona środowiska naturalnego

- IV.8.1. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.
- IV.8.2. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.
- IV.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 odrębnymi przepisami.
- IV.8.4. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska oraz zgodną z przepisami wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów oraz urządzeń sieci dystrybucyjnej.

IV.9. Ochrona przeciwpożarowa

- IV.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- IV.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

- IV.10.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD obejmujące w szczególności:
 - a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD.
- IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci.

IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

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

- IV.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.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

V.1. Obowiązki OSD

- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSD na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - prowadzi działania sterownicze i łączeniowe w układach pracy sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt. V.1.2,
 - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSDp,
 - wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESD OSDp.

- V.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach miesięcznych i rocznych.

V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

- V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale V.1 OSD organizuje służby energetyczne i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- V.2.2. Struktura zależności służb energetycznych organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ma charakter hierarchiczny.
- V.2.3. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego.
- V.2.4. OSD przy pomocy służb energetycznych, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

- V.2.5. Służby energetyczne OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.
- V.2.6. OSD może zawierać regulaminy współpracy ruchowej określające zasady współpracy własnych służb energetycznych ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemu dystrybucyjnego oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi.
- V.2.7. Przedmiotem regulaminu współpracy ruchowej, o której mowa w pkt. V.2.6, jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań,
 - określenie zasad współpracy,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

- V.3.1. OSD w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- V.3.2. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

- V.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSD.
- V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej

- V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- V.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- V.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb 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 zaczeów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- V.5.4. Układy normalne pracy sieci 110 kV są uzgadniane z OSDp nie rzadziej niż raz na rok.

V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

- V.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.
- V.6.2. OSD opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSDp w zakresie wpływu na pracę sieci dystrybucyjnej OSDp.
- V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.V.6.4.
- V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,

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

V.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

V.6.6. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

V.6.7. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

V.7. Programy łączeniowe

V.7.2. Służby energetyczne OSD, określają przypadki i zakres przedmiotowy, w których należy sporządzać programy łączeniowe. Programy łączeniowe są opracowywane każdorazowo na żądanie OSD

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

V.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

V.8.1. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

V.8.2. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej źródła wytwarzania, uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych.

V.8.3. OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

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

V.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

V.9. Dane przekazywane przez podmioty do OSD

- V.9.1. Wskazani przez OSD Odbiorcy przyłączeni do sieci OSD sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- V.9.2. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują OSD prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dotyczące swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- V.9.3. Wytwórcy przyłączeni do sieci OSD sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.

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

- VI.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp,
 - b) operatorami handlowo-technicznymi,
 - c) operatorami handlowymi,
 - d) operatorami pomiarów.
- oraz sprzedawcami, odbiorcami i wytwórcami.
- VI.2. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w niniejszej IRiESD, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp oraz umowach dystrybucyjnych zawartych przez OSD i OSDp.
- VI.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.
- VI.4. Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.5. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- VI.6. Umowy o których mowa w pkt. VI.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych.
- VI.7 OSD realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem OSDp.

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

VII.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

VII.1.1. Zakres danych

VII.1.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,
- c) dane pomiarowe.

VII.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

VII.1.1.3. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej, mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są pod adresem: www.osd.pzl.swidnik.pl

VII.1.1.4. Dane strukturalne, o których mowa w punkcie VII.1.1.3. lit. b), są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSD, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

VII.1.1.5. Podmioty przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek, zgodnie z kodeksami sieci przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

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

VII.1.1.6. Podmioty przyłączone do sieci OSD, mają obowiązek, zgodnie z kodeksami sieci przekazywania danych planistycznych do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

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

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

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

VII.1.2.1. Odbiorcy i Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń w zakresie:

- a) schematy główne układów elektrycznych,
- b) dane jednostek wytwórczych – dotyczy wytwórców,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

VII.1.2.2. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD

VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

VII.1.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną:

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

VII.1.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VII.2. Informacje udostępniane przez OSD

VII.2.1. Formy wymiany informacji

VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu może się odbywać:

- a) poprzez systemy teleinformatyczne,
- b) telefonicznie,
- c) drogą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) listownie,
- f) poprzez publikację na stronie internetowej,
- g) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSD.

Wykorzystanie ww. form dla konkretnych informacji określa OSD, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

- VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- VII.2.1.3. Strona internetowa OSD jest wykorzystywana przez OSD jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.
- VII.2.1.4. Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: osd.pzl.swidnik.pl

VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSD

VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej OSD publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

- a) IRiESD;
- b) taryfę OSD;
- c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSD urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
- b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmian tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych;
- c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania OSD;
- e) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD .

VII.2.3. Ochrona informacji

- VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
- VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt VII.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wykluczający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.
- VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.
- VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt VII.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.
- VII.2.3.5. OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt VII.2.3.1 do VII.2.3.4.
- VII.2.3.6. Postanowienia pkt VII.2.3.1 do VII.2.3.5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- VIII.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.3. OSD sporządza plan rozwoju na okresy określone w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSP współpracuje w szczególności z:
- a) OSDp,
 - b) wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD,
 - c) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD.
- VIII.5. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt VII IRiESD-Korzystanie.
- VIII.6. OSD udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

- IX.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.
- IX.1.2. OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, na bieżąco kontroluje warunki pracy swojej sieci dystrybucyjnej.
- IX.1.3. OSD zgodnie z IRiESD, na bieżąco kontroluje warunki pracy sieci dystrybucyjnej OSD.
- IX.1.4. OSD na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej oraz na podstawie regulaminów współpracy ruchowej realizuje działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub awarii sieciowej.
- IX.1.5. 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 nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IX.1.6. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym zgodnie z pkt.IX.3.4.

IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IX.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD.
- IX.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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

IX.3.1. Postanowienia ogólne

- IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa poniżej, na czas oznaczony jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin, 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.

IX.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 OSD podejmują 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.

OSD w szczególności podejmuje następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

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

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

IX.3.1.4. OSD 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 IX.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IX.3.3, IX.3.4, IX.3.5 i IX.3.6.

IX.3.2. Tryb normalny.

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

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

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

- IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IX.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSD opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych 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 wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.
- IX.3.2.4. . Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa powyżej. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa powyżej.
- IX.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt IX.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IX.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt IX.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej jest zgodna z procedurami zawartymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

- IX.3.2.10. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSD powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSD. Jednocześnie OSD zamieszcza komunikat na swojej stronie internetowej osd.pzl.swidnik.pl.
- IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IX.3.2.12. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poleczone stopnie zasilania,
 - wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.
- IX.3.2.13. 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:
- będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
 - wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 617 ustawy z dnia 11 marca 2022 r. o obronie Ojczyzny (Dz.U.2022.2305 t.j. z dnia 2022.11.14 z późn. zm.);
 - 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. 617 ustawy z dnia 11 marca 2022 r. o obronie Ojczyzny (Dz.U.2022.2305 t.j. z dnia 2022.11.14 z późn. zm.) w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;

- d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- IX.3.2.14. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IX.3.2.15. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IX.3.2.13., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje OSD oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek, o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSD, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.
- IX.3.2.16. Odbiorca niezwłocznie informuje OSD, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IX.3.2.13., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.
- IX.3.2.17. W przypadku, gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu, odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSD o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IX.3.2.22. lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IX.3.2.22 lit. d.
- IX.3.2.18. Podstawą opracowania przez OSD corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSD.
- IX.3.2.19. 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.
- IX.3.2.20. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IX.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IX.3.2.21. OSD, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSDp, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.

- IX.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,
 - 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu,
 - 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu,
 - 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.
- IX.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.
- IX.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez OSD.
- IX.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSD na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku n-1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n” jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IX.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:
- w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - odrzućcie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
 - w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - odrzućcie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.
- IX.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu

w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IX.3.2.27. OSD przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IX.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, OSD przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia OSD. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne. Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSD z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie ww. adresu poczty elektronicznej.

IX.3.2.28. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IX.3.2.22., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7:55 i o godzinie 19:55 oraz zamieszczane na stronie internetowej OSD. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IX.3.2.29. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IX.3.2.30. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone

w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSD.

- IX.3.2.31. OSD indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, OSD nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych. Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSD, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie tych danych.
- IX.3.2.32. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- IX.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 IX.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.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 IX.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IX.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 IX.3.2.9. 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.

IX.3.4. Tryb awaryjny

IX.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

IX.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

- 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 nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym („wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD, OSDn może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM.

IX.3.4.1.3. 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.

IX.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane przez OSP:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSD,

3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,

4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IX.3.4.1.5. 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.

IX.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

IX.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym („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.

IX.3.4.2.2. 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, wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IX.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IX.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna 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.

IX.3.4.2.5. Poszczególne Oddziały PGE Dystrybucja S.A. w porozumieniu z właściwymi OSDn ustalają 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.

IX.3.4.2.6. 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) PGE Dystrybucja S.A. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej obejmującego: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) odbiorcy przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.

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.

IX.3.4.2.7. OSP wydaje PGE Dystrybucja S.A. 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.

- IX.3.4.2.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po otrzymaniu od OSP polecenia wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przekazuje polecenie do właściwego OSDn posiadającego plany ograniczeń, o których mowa w pkt IX.3.4.2.6
- IX.3.4.2.9. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- IX.3.4.2.10. 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.
- IX.3.4.2.11. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IX.3.4.2.12. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IX.3.4.2.9

IX.3.5. Tryb automatyczny

- IX.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej
- IX.3.5.2. Układ SCO instaluje PGE Dystrybucja S.A., OSDn oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.
- IX.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez PGE Dystrybucja S.A., OSDn, do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a PGE Dystrybucja S.A.
- IX.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN lub nN PGE Dystrybucja S.A. może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy zaangażowanymi operatorami.
- IX.3.5.5. 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 PGE Dystrybucja S.A. lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- IX.3.5.6. Przekaznik 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 przełącznika;
- 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przełącznika 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.

IX.3.5.7. Harmonogramy testów układów SCO są opracowywane przez właściciela SCO dla każdego roku na okres kolejnych 5 lat corocznie do listopada roku poprzedzającego. Informacja o harmonogramie testów jest przekazywana do PGE Dystrybucja S.A. na jego wezwanie.

IX.3.5.8. 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 IX.3.5.5. i IX.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.

IX.3.5.9. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A., niezwłocznie po otrzymaniu danych, o których mowa w pkt IX.3.5.9., przekazuje te dane do OSDn oraz odbiorców wskazanych w pkt IX.3.5.2.

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 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.

- IX.3.5.10. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IX.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:
- 1) odbiorców, o których mowa w pkt IX.3.5.2., przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.;
 - 2) OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.
- IX.3.5.11. OSDn, na podstawie danych przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w pkt IX.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:
- 1) odbiorców, o których mowa w pkt IX.3.5.2. przyłączonych do sieci OSDn;
 - 2) OSDn przyłączonych do sieci przedmiotowego OSDn.
- IX.3.5.12. OSDn i Odbiorca, o którym mowa w pkt IX.3.5.2, przekazują PGE Dystrybucja S.A., OSDn informacje o zainstalowanych układach SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.
- IX.3.5.13. PGE Dystrybucja S.A., OSDn powinien zapewniać możliwość wyłączenia przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IX.3.5.3, przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A., OSDn, 45% zapotrzebowania netto przedmiotowego operatora, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.
- Przez zapotrzebowanie netto OSD rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSD (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP (dla operatora OSDp), uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSD 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.
- IX.3.5.14. Odbiorca, o którym mowa w pkt IX.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu możliwość wyłączenia przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.
- IX.3.5.15. Postanowień pkt IX.3.5.14. 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 IX.3.5.16. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo PGE Dystrybucja S.A., do którego sieci jest przyłączony taki odbiorca, 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 PGE Dystrybucja S.A., 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. Koszty sporządzenia opinii przez niezależną firmę ekspercką ponosi odbiorca, o którym mowa w pkt IX.3.5.2..

- IX.3.5.16. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt IX.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IX.3.5.10. – IX.3.5.15. oraz informują PGE Dystrybucja S.A. o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

PGE Dystrybucja S.A. do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IX.3.5.10. – IX.3.5.15. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

- IX.3.5.17. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IX.3.5.16., PGE Dystrybucja S.A., OSDn w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

PGE Dystrybucja S.A., OSDn przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci właściwego operatora, ujętych w tych planach.

- IX.3.5.18. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w art. 15 ust. 7 lit. b) NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

- IX.3.5.19. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

- IX.3.5.20. PGE Dystrybucja S.A. 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.

IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć w sieci dystrybucyjnej OSD powinno być zrealizowane na polecenie OSDp, Wydane przez OSDp polecenie musi być potwierdzone wydanym poleceniem OSP dla OSDp.

- IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć odbywa się na zasadach określonych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.6.4. OSD i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczepek transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

- X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci.
- X.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSD. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSD w porozumieniu z OSDp.
- X.3. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekrozoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.
- X.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSD.

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- napięcia znamionowe,
 - częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- XI.1.3. O ile umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji, OSD stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu 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.).

W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSD, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu 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.). Określone poniżej przez OSD wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSD i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.
- XII.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt III.3.1.3 IRiESD-Korzystanie, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- XII.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- XII.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 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- XII.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

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

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

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

XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

XIII.1 OZNACZENIA SKRÓTÓW

CRO_z	Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynku bilansującym.
DUŁ	Dostawca usługi ładowania
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
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)
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
ORed	Obiekt Redukcji
OP-OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSD
OSD	WSK „PZL-Świdnik” S.A., pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na sieci dystrybucyjnej na której prowadzi ruch sieciowy
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
OZE	Źródło wytwórcze o którym mowa w ustawie Prawo energetyczne

POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none">• URB_{SD} – odbiorca sieciowy• URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

XIII.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż

	5 % całkowitej bieżącej produkcji.
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 % całkowitej bieżącej produkcji.
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 dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.

Grupy przyłączeniowe	<p>Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:</p> <ul style="list-style-type: none">a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego 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 przelicznikowego nie większym niż 63 A,f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Generalna Umowa Dystrybucji	<p>Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD_o przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.</p>
Instalacja odnawialnego źródła energii	<p>Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:</p> <ul style="list-style-type: none">a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lubb) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, <p>- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.</p>
Jednostka wytwórcza	<p>Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.</p>
Koordynowana sieć 110kV	<p>Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,</p>
Krajowy system	<p>System elektroenergetyczny na terenie Polski.</p>

elektroenergetyczny

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	Wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do przechowywania energii elektrycznej w dowolnej postaci, niepowodujących emisji będących obciążeniem dla środowiska, w sposób pozwalający co najmniej na jej częściowe odzyskanie.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie 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.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc maksymalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla

	trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc 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 umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
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 dotrzymania 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 zafalszowanie 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	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych,

sieci	zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
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 regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
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.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
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.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
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.
WSK „PZL-Świdnik” S.A.	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, jako przedsiębiorstwo energetyczne skonsolidowane pionowo pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Operatora Pomiarów oraz Odbiorcy Sieciowego, w tym również Uczestnika Rynku Bilansującego (URB _{PZL}), dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej WSK „PZL-Świdnik” S.A.
Zarząd OSD	Zarząd WSK „PZL-Świdnik” S.A.

Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator 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.
Operator systemu dystrybucyjnego	WSK „PZL-Świdnik” S.A. jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę lub w przypadku niespełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym

Prosument	<p>z modernizacją lub przebudową.</p> <p>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)..</p>
Przedsiębiorstwo energetyczne	<p>Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.</p>
Przedsiębiorstwo obrotu	<p>Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.</p>
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	<p>Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.</p>
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	<p>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.</p>
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	<p>Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.</p>
Przyłącze	<p>Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.</p>
Punkt Dostarczenia Energii	<p>Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.</p>
Punkt Poboru Energii	<p>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</p>

	nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie TCM	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV. Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z 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 WDB;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ 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 świadczenie usług dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Podmiot zajmujący się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów

Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej

zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.

Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia 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.

Załącznik nr 1
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. *Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej oraz podlegających modernizacji.*
- 1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej OSD w sposób trójfazowy. Wymagania tego punktu wchodzi w życie od 01.01.2019 r.
- 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSD i w obecności jego przedstawiciela.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroinstalacji lub grupy

jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. OSD koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był co najmniej rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt. 3 i pkt 9 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, wzrostem prędkości obrotowej oraz pracą wyspową. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy maksymalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. OSD decyduje w warunkach przyłączenia o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
PGE Dystrybucja S.A. decyduje o potrzebie wyposażenie jednostek wytwórczych w zabezpieczenia od pracy zwrotnej
- 3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
 - a) określonego w pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) określonego w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej

- 3.7. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo.
- 3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- 3.14. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc maksymalna określona na

przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 sek pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy maksymalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,

b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5$ Hz,

c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,

- 5.5. OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 100 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznym podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmonicznym, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznym, powinien być spełniony następujący warunek:
- $$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$
- gdzie:
- S_{rA} – moc maksymalna jednostki wytwórczej,
 - S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.
- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$ z wyjątkiem farm wiatrowych, dla których współczynnik P_{lt} określono w pkt. 8.7.3.
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc maksymalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. KRYTERIA OCENY MOZLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTÓWCZYCH DO SIECI SN I nN.

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączenia źródeł energii do sieci elektroenergetycznej Sn i nN.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Farmy wiatrowe, które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt. 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

- a) regulacja mocy czynnej,
- b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
- c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
- d) regulacja napięcia i mocy biernej,
- e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
- f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
- h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
- i) testy sprawdzające.

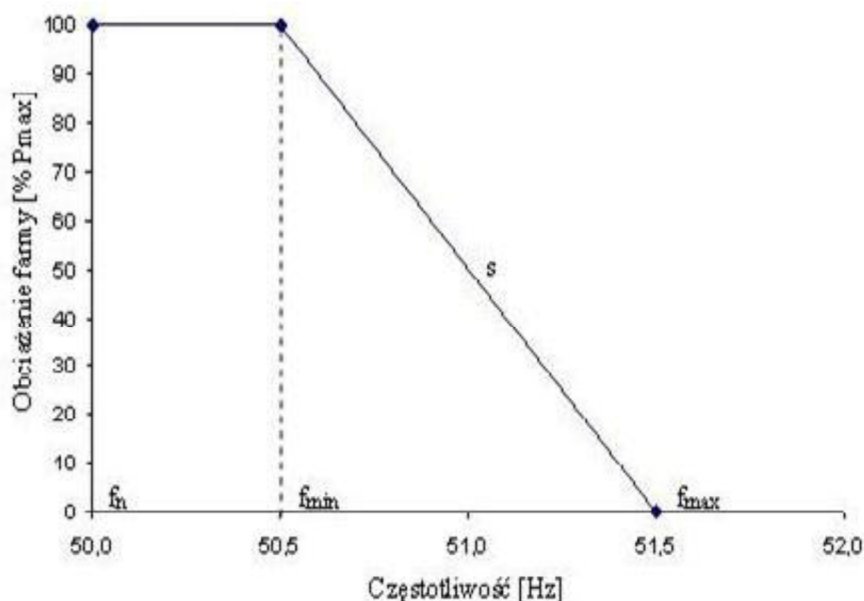
- 8.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączonych do sieci 110kV – symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego Operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać, aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie Operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

- 8.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego Operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,

- c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
- d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego Operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30% mocy znamionowej na minutę.
 - 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej 5 % P_z (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100 % do 20 % mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20 % mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy, ale nie mniejszą niż 10 % mocy znamionowej na minutę.
 - 3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5 % mocy znamionowej farmy

wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Standardowa charakterystyka statyczna korekacji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$.

Symbol	Jednostka	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷ f_{gr}) Hz
f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	51,5	
P_{max}		Maksymalna moc farmy wiatrowej przy danej prędkości wiatru		
s	%	Statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} $s = - [(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, powinien zapewnić zmniejszenie mocy co co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2 s.

- 8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyższe częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączenie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.
- Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.7. Określona w pkt. 8.2.4.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$ oraz w sytuacjach zakłóceń w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 8.2.4. 2) - 3).
- 8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5 % P_n mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowanej.
- 8.2.9. OSD ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.10. OSD z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

- a) Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

- b) Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
- c) Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
- d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
- e) Przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
- f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
- g) Przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt.8.3.1.a) i pkt.8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

- a) 105kV – 123kV dla sieci 110kV,
- b) $\pm 10\%$ U_n – dla sieci SN,

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasistacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

8.3.5. OSD może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. OSD, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, OSD może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.6.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten

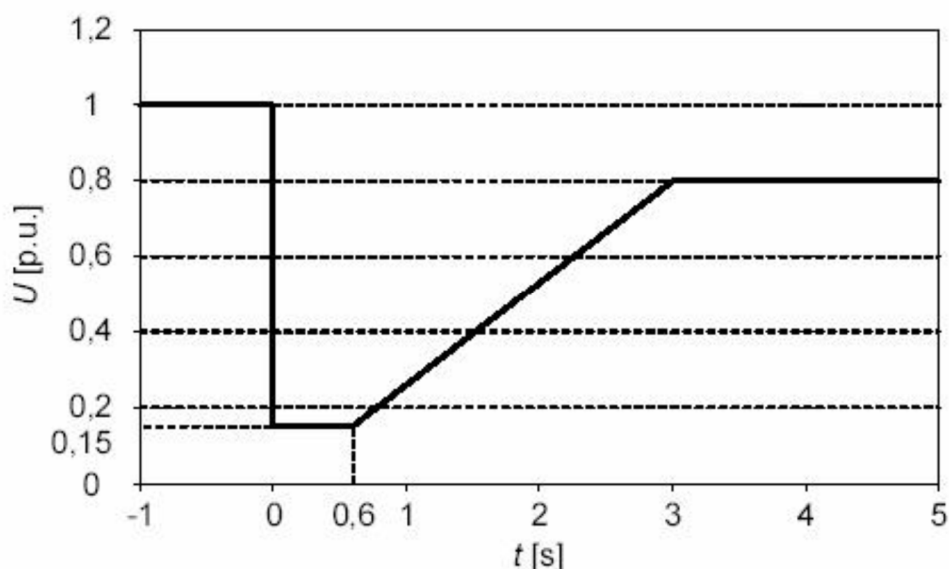
- powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne, jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt.8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

- 8.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do

10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznym napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznym THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznym napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.
- 8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

- a) kompletności zabezpieczeń,
- b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
- c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
 - a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
 - a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

- 8.9.7. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa OSD na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.10. Testy sprawdzające

- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.
- 8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.
- Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez niezależną firmę ekspercką posiadającą odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie, uzgodnioną z OSD według programu uzgodnionego z OSD. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.
- 8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:
- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,

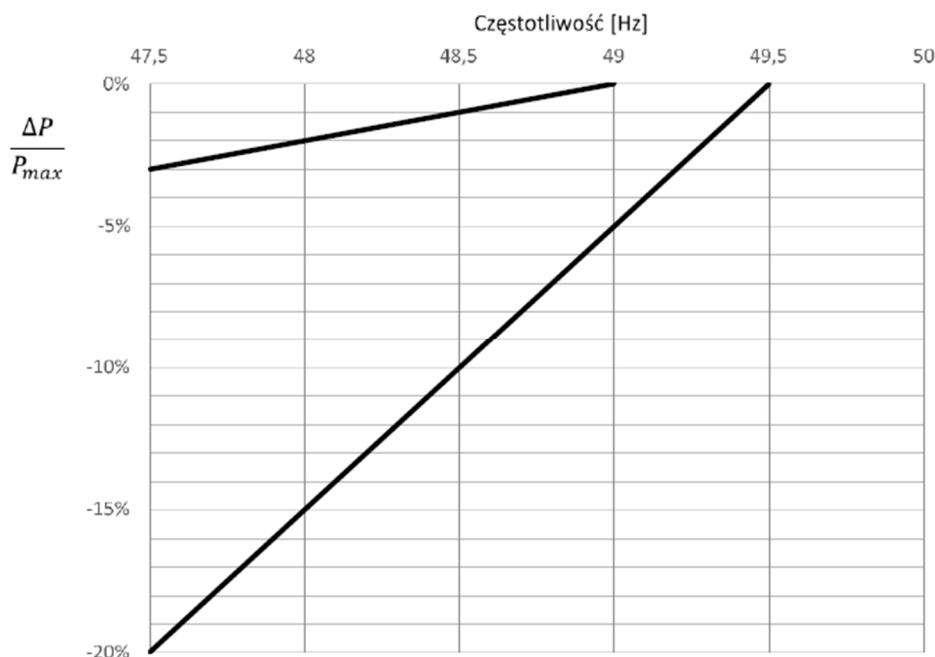
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnięta jest moc znamionowa,
 - d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
 - e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
 - f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.
- 8.10.4. OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.
- 8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

- 9.1.1. Mikroinstalacje przyłączone do sieci elektroenergetycznej powinny spełniać wymagania aktualnie obowiązujących norm oraz dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady: niskonapięciowej LVD oraz w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej EMC.
- 9.1.2. Wymagania w zakresie pracy mikroinstalacji przy zmianach częstotliwości
- 9.1.2.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci elektroenergetycznej ma, w zależności od częstotliwości w sieci, umożliwiać pracę:
- a) w zakresie częstotliwości od 49 Hz do 51 Hz – praca w sposób ciągły,
 - b) w zakresie częstotliwości od 47,5 Hz do 49 Hz oraz od 51 Hz do 51,5 Hz – praca w czasie minimum 30 minut.
- 9.1.2.2. Mikroinstalacja przyłączona do sieci elektroenergetycznej musi posiadać możliwość regulacji generacji mocy czynnej w następującym zakresie częstotliwości:
- a) $f = (47,5 \div 49,5)$ Hz – dopuszczalna redukcja mocy czynnej ze względu na obniżenie częstotliwości ma zawierać się pomiędzy krzywymi wyznaczonymi przez następujące zależności:
 - poniżej częstotliwości 49,5 Hz dopuszczalny poziom redukcji wynosi 10% mocy maksymalnej (przy częstotliwości 50Hz) na 1Hz spadku częstotliwości,
 - poniżej częstotliwości 49 Hz dopuszczalny poziom redukcji wynosi 2% mocy maksymalnej (przy częstotliwości 50Hz) na 1Hz spadku częstotliwości,

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 1.



Rys. 1. Maksymalny spadek zdolności do generacji mocy czynnej przy spadku częstotliwości

- b) $f = (50,2 \div 52)$ Hz – wszystkie regulowane jednostki generacji muszą redukować (przy wzroście częstotliwości) lub zwiększać (przy zmniejszaniu się częstotliwości) moc czynną z szybkością 40% P_M (P_M – moc czynna realnie wytwarzana przez mikroinstalację w momencie przekroczenia częstotliwości sieciowej 50,2Hz) na każdy 1Hz następnego wzrostu częstotliwości.

Mikroinstalacja ma być zdolna do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na zmianę częstotliwości tak szybko, jak jest to technicznie możliwe, z początkowym jak najkrótszym opóźnieniem – maksymalnie 2 s. Jeżeli początkowe opóźnienie wynosi poniżej 2 s, to zmierzone opóźnienie odpowiedzi mocą czynną na zmianę częstotliwości powinno być tak programowalne, aby dostosować całkowity czas odpowiedzi do wartości pomiędzy czasem początkowym odpowiedzi a wartością 2 s.

9.1.3. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

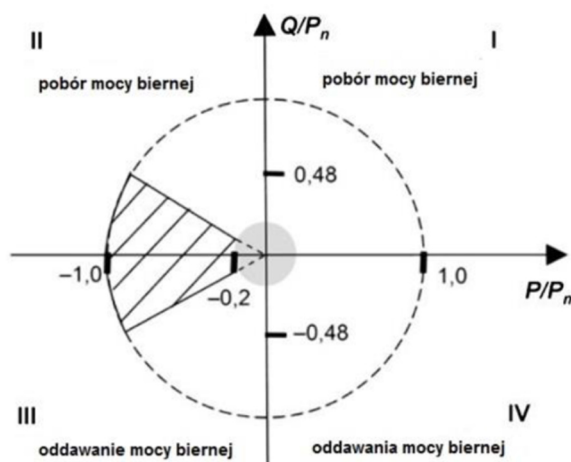
9.1.3.1. Wymagania ogólne

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSD w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

- b) bez zmian mocy biernej więcej niż 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 2.



Rys. 2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.3.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

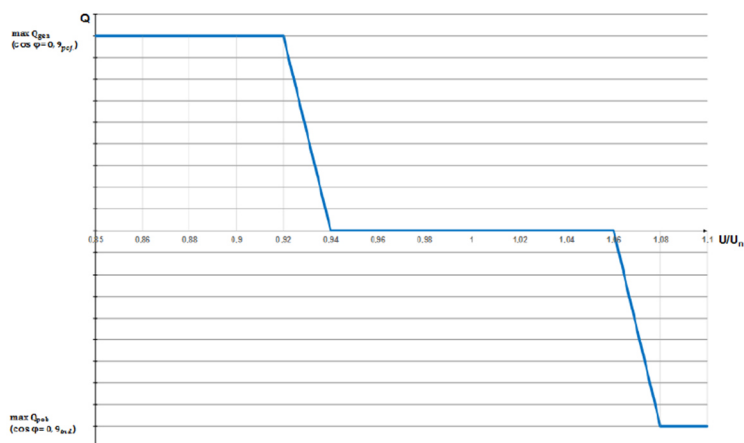
- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- $\cos \varphi$ stałe, nastawienie w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj}}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

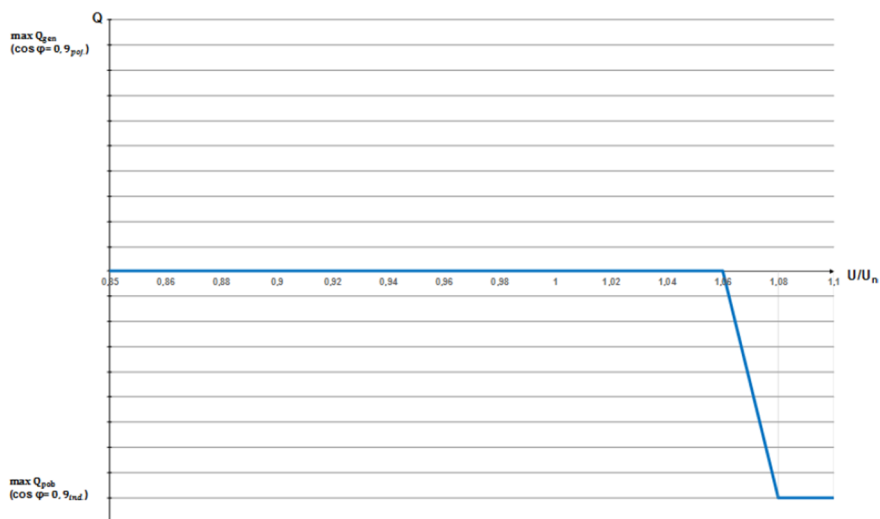
9.1.3.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia – Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowana w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między OSD, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSD

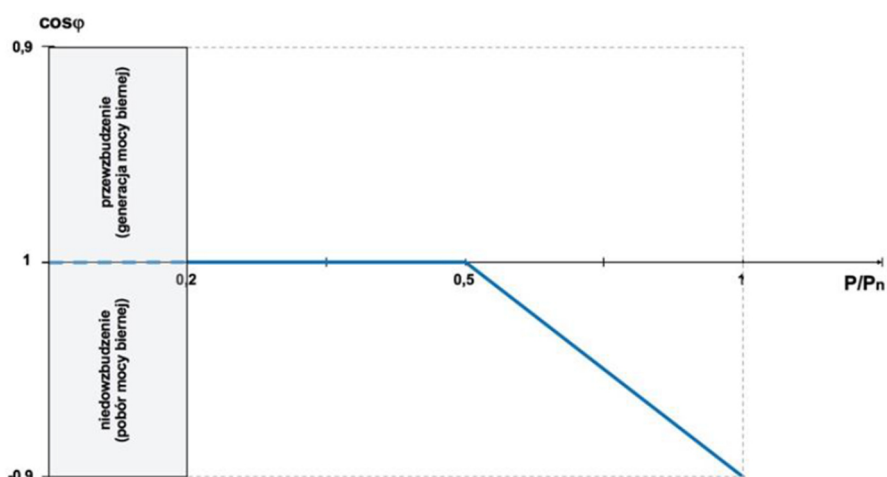


Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSD

9.1.3.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \varphi$ (P):

W trybie $\cos \varphi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5.

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSD

9.1.4 **Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej**

9.1.4.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od OSD polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt. 9.1.4.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC – inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z OSD. Urządzenia sterujące dostarcza OSD.

9.1.4.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego działaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej $1,08 U_n$. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.5. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.5.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń – zmiana nastaw

zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.5.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączania	Minimalny czas zadziałania
U _{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U _{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
¹⁾ 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

9.1.5.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

9.1.6. Załączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączenie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw – zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.6.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

- zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
- zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n,
- minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu $10\% P_n/\text{min}$.

9.1.6.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

- a) zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
- b) zakres napięcia od $0,85 U_n$ do $1,10 U_n$,
- c) minimalny czas obserwacji: 60 s.

9.1.6.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.7. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

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

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- a) nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) określenie typu lub numer identyfikacyjny, lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
- c) moc znamionową,
- d) napięcie znamionowe,
- e) częstotliwość znamionowa,
- f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu.

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

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

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

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymaga odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosowanych norm wyboru,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokreskowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli nr 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosownym zapytaniem do OSD.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	$P_n \leq 3,68$	$3,68 \leq P_n \leq 10$	$10 \leq P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSD			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi (P)$	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	