

Data wejścia w życie:.....

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ WERSJA II

CZĘŚĆ OGÓLNA

Spis treści

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE	3
2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, INSTALACJI I URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH ORAZ POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH.....	5
2.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	5
2.2. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	6
2.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW	7
2.4. SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	11
3. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI. ZASADY I STANDARDY	20
3.1. ZASADY TECHNICZNE EKSPLOATACJI	20
3.2. ZASADY DOKONYWANIA OGŁĘDZIN, PRZEGŁĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW.....	24
4. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	26
4.1. STAN ZAGROŻENIA KSE, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE.....	26
4.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	26
4.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWARII.....	26
5. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	29
6. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	30
6.1. OBOWIĄZKI OSD	30
6.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD.....	30
6.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	31
6.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	31
6.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	32
6.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	32
6.8. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD.....	32
6.9. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI	33
7. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	34
7.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	34
7.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	35
7.3. POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	36
7.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	38
8. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ	39
8.1 WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ.....	39
8.2 DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ	39

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. JSW KOKS S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, zwaną dalej IRIESD, na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- 1.2. JSW KOKS S.A. jako OSD prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRIESD. W przypadku mowy w niniejszej instrukcji o OSD należy przez to rozumieć JSW KOKS S. A. jako operatora lokalnej sieci dystrybucyjnej, zlokalizowanej na jej terenie.
- 1.3. Niniejsza IRIESD uwzględnia w szczególności:
 - a) Wymagania, zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, ((Dz. U. z 2018 r. poz. 755 z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - b) wymagania, zawarte w ustawie z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (tj. Dz. U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94 z późn. zm.),
 - c) koncesję JSW KOKS S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/136/1197/U/1/2/99/AS – z dnia 31 marca 1997 r. z późniejszymi zmianami.
 - d) wymagania, określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zwanej dalej IRIESP,
 - e) wymagania, zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tj. Dz. U. 1994 nr 89 poz. 414 z późn. zm.).
- 1.4. Dokumentami związanymi z IRIESD są także przyjęte do stosowania przez OSD instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- 1.5. Niniejsza IRIESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:
 - 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych,
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
 - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- 1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności, związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRIESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności.
- 1.7. Postanowienia IRIESD obowiązują następujące podmioty:
 - 1) operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci połączone są z siecią JSW KOKS S.A.,
 - 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - 4) przedsiębiorstwa obrotu,
 - 5) sprzedawców,
 - 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
 - 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach,
- 1.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, OSD jest odpowiedzialny za:
 - 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
 - 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
 - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej;
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych

i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,

- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;
- 7) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb oraz strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią;
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb oraz strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej, służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRIESD,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRIESD,
 - f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
- 11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;
- 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem przedsięwzięć, związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych;
- 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej.

1.9. IRIESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej JSW KOKS S.A.,
- 2) rozwiązanie JSW KOKS S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

1.10. OSD udostępnia do wglądu IRIESD w swojej siedzibie. Możliwe jest również pobranie IRIESD w formie pliku pdf ze strony internetowej www.jswkoks.pl.

1.11. W zależności od potrzeb OSD przeprowadza aktualizację IRIESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

1.12. Aktualizacja IRIESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRIESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRIESD.

1.13. Karta aktualizacji IRIESD powinna zawierać w szczególności:

- 1) nr karty aktualizacji,
- 2) datę wprowadzenie w życie aktualizacji,
- 3) liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
- 4) podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRIESD, a zapisami karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia, zawarte w karcie aktualizacji.

Karty aktualizacji stanowią załącznik nr 2 do IRIESD.

- 1.14. Wprowadzenie nowej IRIESD lub jej aktualizacja poprzedzona jest okresem konsultacji trwającym nie krócej niż 14 dni kalendarzowych od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.
- 1.15. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdza w drodze decyzji, nową IRIESD oraz wszelkie zmiany i aktualizacje.

2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, INSTALACJI I URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH ORAZ POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

2.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- 2.1.1. Przyłączanie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSD następuje po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych w IRIESD.
- 2.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od JSW KOKS S.A., wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) złożenie przez podmiot u operatora systemu dystrybucyjnego, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 3) wydanie przez JSW KOKS S.A. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 4) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - 5) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
 - 6) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
 - 7) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
 - 8) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- 2.1.3. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa i udostępnia JSW KOKS S.A. Można je pozyskać ze strony internetowej www.jswkoks.pl lub w siedzibie OSD.
- 2.1.4. Do wniosku, o którym mowa w p. 2.1.2. pp. 2), należy dołączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje, sieci, lub umowa na podstawie, której podmiot przyłączany świadczy usługę na terenie JSW KOKS S.A.,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie obiektu przyłączanego względem istniejącej sieci lub sąsiednich obiektów.
- 2.1.5. Warunki przyłączenia odpowiednio do potrzeb zawierają w szczególności:
- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
 - 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
 - 3) moc przyłączeniową,
 - 4) rodzaj przyłącza,
 - 5) zakres niezbędnych zmian w sieci, związanych z przyłączeniem,
 - 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
 - 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
 - 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 9) wymagania, dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania

- w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- 11) dane, umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania,
 - 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie.
 - 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
- 2.1.6. W przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez JSW KOKS S.A., zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.
- 2.1.7. OSD dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- 2.1.8. W przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników OSD informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia kompletnego wniosku.
- 2.1.9. OSD potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h) Ustawy, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne.
- 2.1.10. OSD określa warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
 - 2) 150 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.
- 2.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia.
- 2.1.12. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- 2.1.13. 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.
- 2.1.14. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. 2.1.10, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- 2.1.15. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

2.2. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.2.1. ZASADY ODŁĄCZANIA

- 2.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD, określone w niniejszym rozdziale, obowiązują OSD, sprzedawców oraz podmioty odłączane
- 2.2.1.2. OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej:

- a) w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy na podstawie której jest świadczona usługa dystrybucji.
- 2.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej, składany przez podmiot, zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- 2.2.1.4. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach, określonych w rozdziale 2.1.

2.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

- 2.2.2.1. OSD wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.2.1.10, OSD stwierdzi, że:
- a) Instalacja, znajdująca się u odbiorcy, stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska lub zagrożenie funkcjonowania systemu,
 - 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.
- 2.2.2.2. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi, co najmniej 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności,
- 2.2.2.3. OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej, wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.2.2.2.1. oraz p.2.2.2.2., jeżeli ustaną przyczyny, uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- 2.2.2.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki, opisane w p.2.2.2.1, może być uzależnione od realizacji zaleceń pokontrolnych.

2.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW

2.3.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- 2.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci podmiotów, ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne, zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami, spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów, niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

- 2.3.1.2. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci muszą spełniać także wymagania, określone w odrębnych przepisach, w szczególności w przepisach: prawa budowlanego, prawa energetycznego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- 2.3.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- 2.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów, ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów, określonych w warunkach przyłączenia i/lub p.7.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych odpowiednio w rozporządzeniu, wydanym na podstawie delegacji, zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.7. niniejszej IRIESD.

2.3.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ODBIORCÓW

- 2.3.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.2.2. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

2.3.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 2.3.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRIESP.
- 2.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w p.2.3.3.1, są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, określonych w niniejszym rozdziale.
- 2.3.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w p. 2.3.3.2, obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (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.
- 2.3.3.4. Czasy trwania zwarc, wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe w jednostkach wytwórczych, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, jak i w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu miejsca przyłączenia urządzeń i instalacji wytwórczych, powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms.
- 2.3.3.5. Czasy wyłączania zwarc przez zabezpieczenie rezerwowe w jednostkach wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu węzła przyłączenia jednostek wytwórczych, nie powinny być dłuższe niż 500 ms.
- 2.3.3.6. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, powinny być skoordynowane przez OSD z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych.
- 2.3.3.7. Poza wyżej wymienionymi w JSW KOKS S.A. obowiązują **Wymogi ogólnego stosowania dla jednostek wytwórczych wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)**. Dokument ten został zatwierdzony decyzją DRE.WOSE.7128.76.2.2018.Z Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i stanowi załącznik do niniejszej instrukcji.

2.3.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ I URZĄDZEŃ WSPÓŁPRACUJĄCYCH

- 2.3.4.1. Wymagania i zalecenia, dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki Zabezpieceniowej, obowiązują OSD oraz podmioty, przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.4.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej należy wyposażać w urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych.
- 2.3.4.3. Nastawienia automatów i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyki zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.4.4. OSD określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyki i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej, stosowanych przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN, przy wydaniu lub określaniu warunków przyłączenia oraz przy zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.4.5. Ogólne wymagania, stawiane nowo wybudowanym i modernizowanym urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, podyktowane względami niezawodnościowymi, są następujące:
- a) należy stosować przynajmniej dwa niezależne zestawy zabezpieczeń dla poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, przy czym wyjątek stanowią zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczenia sieci SN,
 - b) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów zabezpieczeń zaleca się, aby każde z nich współpracowało z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
 - c) w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej należy stosować urządzenia, realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania,
 - d) zabezpieczenia podstawowe należy wyposażać w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania,
 - e) w uzasadnionych przypadkach należy stosować urządzenia do synchronizacji.
- 2.3.4.6. Zabezpieczenia i automatyki transformatorów mocy 110kV/SN.
- 2.3.4.6.1. Transformatory mocy 110 kV/SN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:
- a) zabezpieczenia podstawowe, reagujące na zwarcie w transformatorze (zwarcowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe),
 - b) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo - zwłoczne,
 - c) każda strona transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),
 - d) zaleca się, aby każda ze stron SN transformatora była wyposażona w zabezpieczenia, umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach SN,
 - e) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów,
 - f) zabezpieczenia transformatora, reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne, powinny działać na wyłączenie.
- 2.3.4.6.2. Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:
- a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
 - b) kontrolę prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu,
 - c) powinna być przystosowana do współpracy z nadrzędnym układem regulacji.
- 2.3.4.7. Łąca w układach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej powinny zapewnić realizację podstawowych funkcji zabezpieczeniowych. Należy dla realizacji tego celu stosować dedykowane łącze o parametrach, wymaganych dla danego typu zabezpieczeń. W swojej konstrukcji, zasadach działania i sposobach eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii elektroenergetycznych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń.
- 2.3.4.8. Rejestratory zakłóceń, przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników, powinny być instalowane w stacjach i sieci dystrybucyjnej odpowiednio do znaczenia stacji w systemie. W modernizowanych obiektach w system rejestracji należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV.
- 2.3.4.9. Linie SN wyposaża się w:
- a) zabezpieczenia od zwarc wielofazowych, działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
 - b) zabezpieczenia od zwarc doziemnych, działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci uziemionej

- przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania, pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci.
- 2.3.4.10. Transformatory olejowe SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA, posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia powinny być wyposażone w następujące układy automatyki zabezpieczeniowej:
- a) Zabezpieczenie, reagujące na zwarcia w transformatorze (zabezpieczenie różnicowe dla transformatorów powyżej 5 MVA lub zwarciowo – prądowe bezzwłoczne), działające na wyłączenie,
 - b) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarc zewnątrznych, działające na wyłączenie,
 - c) zabezpieczenia fabryczne transformatora,
 - d) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.
- 2.3.4.11. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia, działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- a) zabezpieczenie, rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpywowych,
 - b) zabezpieczenie nadprądowe, działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie,
 - c) w sieci z rezystorem wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub dedykowany impuls wyłączający od zabezpieczenia transformatora uziemniającego.
- 2.3.4.12. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia, reagujące na:
- a) Zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN,
 - b) zwarcia doziemne w zasilanej sieci SN.
- 2.3.4.13. Pola SN baterii kondensatorów wyposaża się w następujące zabezpieczenia:
- a) nadprądowe od przeciążeń i zwarc zewnątrznych,
 - b) od zwarc wewnętrznych.
 - c) nadnapięciowe,
 - d) skutkujące wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów w przypadku wyłączenia zasilania rozdzielnicy, do której jest ona podłączona.
- 2.3.4.14. Dobór zabezpieczeń dla ochrony transformatorów potrzeb własnych zależy od mocy transformatora oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN i jest ściśle związany z pracującymi na danej rozdzielni zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi. Każdy transformator potrzeb własnych powinien być zabezpieczony przed skutkami zwarc wewnętrznych i zewnątrznych.

2.3.5. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA SYSTEMU NADZORU I TELEMECHANIKI.

- 2.3.5.1. Wymagania i zalecenia, dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych, obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- 2.3.5.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania, umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemekhaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.
- 2.3.5.3. Ogólne wymagania, stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi, są następujące:
- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji, z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru, z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
 - c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje, uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich, posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemekhaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
 - f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania, posiadanego przez OSD,
 - g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach

1±100 ms.

- 2.3.5.4. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN, wyposażone w wyłączniki, powinny być objęte telemechaniką, umożliwiającą, co najmniej:
- a) telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych,
 - b) telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego, dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową,
 - c) telemetrię:
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- 2.3.5.5. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone, w co najmniej dwa porty transmisji danych.
- 2.3.5.6. Zaleca się, aby urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach były zasilane z układu napięcia bezprzerwowego, o czasie autonomii nie krótszym niż 6 godz.

2.4. SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

2.4.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 2.4.1.1. Wymagania, zawarte w punktach od 2.4.1.2 do 2.4.1.6, dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 2.4.1.2. 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. Zakres ekspertyzy wykonywanej i dostarczanej przez wytwórcę wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia wymaga wcześniejszego uzgodnienia z OSD.
- 2.4.1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- 2.4.1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA, przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 2.4.1.5. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN lub SN/nN. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia, o której mowa powyżej wyznaczona jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej.
- 2.4.1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2.4.2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.4.2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
- a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

- 2.4.2.2. 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.
- 2.4.2.3. OSD koordynuje pracę łączników, o którym mowa w p. 2.4.2.1., i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- 2.4.2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych, współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.4.2.5. Impuls wyłączający, przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego, musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

2.4.3. ZABEZPIECZENIA

- 2.4.3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt. 2.4. oraz zapisami pkt. od 2.4.3.2 do 2.4.3.12 niniejszej Instrukcji.
- 2.4.3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe, określone w p. 2.4.2.1. a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 2.4.3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA, z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi, powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 2.4.3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 2.4.3.5. Jednostki wytwórcze, współpracujące z falownikami, powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 2.4.3.6. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 2.4.3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
 - a) łącznik, określony w 2.4.2.1.a) - gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik, określony w 2.4.2.2. - gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 2.4.3.8. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 2.4.3.9. Zabezpieczenie dodatkowe 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.
- 2.4.3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone (dotyczy jednostek remontowanych lub modernizowanych) do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 2.4.3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Dla zabezpieczeń dodatkowych zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych niebędących mikroźródłami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN. W przypadku podłączania mikroźródeł, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD.

- 2.4.3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia, spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 2.4.3.13. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 2.4.3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 2.4.3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- 2.4.3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 2.4.3.17. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

2.4.4. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 2.4.4.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko wtedy, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia, powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 2.4.4.2. 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 – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \phi < \pm 10^\circ$,
- 2.4.4.3. OSD może ustalić węższe niż podane w p. 2.4.4.2. granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych
- 2.4.4.4. Falowniki załącza się tylko wtedy, 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.
- 2.4.4.5. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.
- 2.4.4.6. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105 \%$ prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 2.4.4.2. i 2.4.4.3.
- 2.4.4.7. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

2.4.5. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 2.4.5.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania, określone w pkt. 2.4.5.
- 2.4.5.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz, z dopuszczalnym odchyleniem, zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,2 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

- 2.4.5.3. 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 odchyień $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 2.4.5.4. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1kV,
 - 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV.
- 2.4.5.5. Dla jednostek wytwórczych, współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym, i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc 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.

- 2.4.5.6. 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: $P_{lt} \leq 0,6$
- 2.4.5.7. Wymaganie, określone w pkt. 2.4.5.6. jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci SN, zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

- dla jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci nN:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna 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.

2.4.6. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 2.4.6.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.
- 2.4.6.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na fazę nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 2.4.6.3. 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.

- 2.4.6.4. 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.

- 2.4.6.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

2.5. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

2.5.1. Postanowienia ogólne

- 2.5.1.1. 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.

- 2.5.1.2. 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.

- 2.5.1.3. 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.

Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

- 2.5.1.4. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

- 2.5.1.5. 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.

- 2.5.1.6. 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

- 2.5.1.7. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszej instrukcji, może zostać wyłączona przez operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

2.5.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

- 2.5.2.1. 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.

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

- 2.5.2.3. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych.

Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.

- 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej).

Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ 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. 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.

2.5.2.4.

Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

2.5.2.5.

Określona w pkt 2.5.2.3.1) 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 2.5.2.3. 2) - 3).

2.5.2.6.

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. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

2.5.2.7.

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.

2.5.2.8.

2.5.3.

Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

2.5.3.1.

Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
- 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.,
- 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.,
- 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.,
- Przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
- 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,
- 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.

Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w punktach a) i b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci SN w zakresie $\pm 10\% U_n$.

2.5.3.2.

2.5.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

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

2.5.3.5. 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.

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.

2.5.4.

Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

2.5.4.1.

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.

2.5.4.2.

Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 2.5.2.2. niniejszej instrukcji.

2.5.4.3.

Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

2.5.4.4.

Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 2.5.2.2. niniejszej instrukcji, gradientem zmiany mocy czynnej.

2.5.5.

Regulacja napięcia i mocy biernej

2.5.5.1.

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.

2.5.5.2.

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.

2.5.5.3.

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.

2.5.6.

Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

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.

2.5.7.

Dotrzymanie standardów jakości energii

2.5.7.1.

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.

2.5.7.2.

Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

2.5.7.3.

Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

2.5.7.4.

Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5% dla sieci SN. Współczynnik dystrybucji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy 4% dla sieci SN.

- 2.5.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych w powyższych punktach współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 2.5.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu).
- 2.5.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 2.5.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

2.5.8.1.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 2.5.8.2. 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.
- 2.5.8.3. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 2.5.8.4. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.
- 2.5.8.5. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 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 do OSD.

2.5.9.

Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 2.5.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
- 2.5.9.2. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.
- 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.
- 2.5.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110kV,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 2.5.9.4. 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.
- 2.5.9.5. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 2.5.9.6.

- 2.5.10.** Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa OSD na etapie projektowania.

2.5.10.1. Testy sprawdzające

- 2.5.10.2.** Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić, co najmniej, na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

Właściciel farmy wiatrowej, na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej dostarcza OSD zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z OSD. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów.

- 2.5.10.3.** W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSD i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających

Testy obejmować powinny w szczególności:

- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
 - c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
 - d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
 - e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
 - f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.
- 2.5.10.4.**
- 2.5.10.5.**

OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

- 2.5.10.6.** Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów należy dostarczyć do OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

W przypadku, gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, OSD wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, OSD ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

3. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI. ZASADY I STANDARDY

3.1. ZASADY TECHNICZNE EKSPLOATACJI.

3.1.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

- a) niezawodności współdziałania z siecią,
 - b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
 - c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym,
- 3.1.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują między innymi:
- a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - b) wprowadzaniem urządzeń do ruchu,
 - c) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - d) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - e) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - f) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- 3.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad, określonych w niniejszej IRIESD.
- 3.1.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci a OSD uzgodnienie innych niż określone w IRIESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- 3.1.1.5. OSD prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej instrukcji oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.
- 3.1.1.6. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRIESD.
- 3.1.1.7. 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.

3.1.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ I INSTALACJI DO EKSPLOATACJI

- 3.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych, przebudowanych i po remoncie urządzeń, instalacji OSD, odbiorców lub wytwórców, może nastąpić w zależności od wymagań:
- a) po przeprowadzeniu prób i pomiarów,
 - b) po stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w niniejszej instrukcji,
 - c) po uzyskaniu legalizacji, uzyskania atestów, certyfikatów i/lub homologacji,
 - d) po spełnieniu warunków określonych w zawartych umowach,
 - e) po spełnieniu warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych,
 - f) po spełnieniu warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej,
 - g) po przyjęciu niezbędnej dokumentacji eksploatacyjnej, technicznej i prawnej,
 - h) po wykonaniu i odbiorze robót.
- 3.1.2.2. Jednostki wytwórcze oraz inne urządzenia określone przez OSD, przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN, po dokonaniu remontu lub modernizacji, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji, np. ruchowi próbnemu.
- 3.1.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w pkt.3.1.2.2., są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- 3.1.2.4. Właściciel urządzeń, w uzgodnieniu z OSD, dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół, stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań, określonych w niniejszej IRIESD.
- 3.1.2.5. JSW KOKS S.A., 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.

3.1.3. WPROWADZENIE URZĄDZEŃ DO RUCHU

- 3.1.3.1. OSD, do którego sieci przyłączane są urządzenia i instalacje, wydaje decyzję – zgodę na załączenie urządzeń do ruchu.
- 3.1.3.2. OSD na podstawie przedstawionych dokumentów i uzyskanych informacji określa sposób, termin i obowiązujące zasady, dotyczące uruchomienia urządzenia.
- 3.1.3.3. Decyzję – zgodę na załączenie urządzeń do ruchu wydaje osoba odpowiedzialna za eksploatację sieci dystrybucyjnej, do której przyłączane jest urządzenie. Podstawę do wydania decyzji stanowi stwierdzenie o gotowości urządzeń do przyjęcia do eksploatacji.

3.1.4. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- 3.1.4.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- 3.1.4.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSD.

3.1.5. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OSD

- 3.1.5.1. Wszystkie prace wykonywane w sieci dystrybucyjnej, są prowadzone w uzgodnieniu z OSD, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej.
- 3.1.5.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.
- 3.1.5.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

3.1.6. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- 3.1.6.1. Właściciel lub inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
 - a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- 3.1.6.2. Dokumentacja techniczna, w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń, obejmuje m.in.:
 - a) dokumentację powykonawczą,
 - b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i 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.
- 3.1.6.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa, w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń, obejmuje m.in.:
 - a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
 - 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 prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
 - k) karty przełączeń,
 - l) ewidencję założonych uziemień,
 - m) programy łączeniowe.
- 3.1.6.4. Instrukcję eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń opracowuje podmiot prowadzący ich

eksploatację. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- g) zakresy i terminy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- h) wymagania, dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- i) wymagania, dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- k) klauzula wprowadzająca instrukcję eksploatacji do stosowania,

3.1.6.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- b) stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- c) pozwolenie na budowę,
- d) prawo do użytkowania – jeżeli jest wymagane.

3.1.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

3.1.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej w zakresie, ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

3.1.7.2. 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 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.

3.1.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.3.1.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

3.1.7.4. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

3.1.7.5. OSD sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

3.1.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

3.1.8.1. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

3.1.8.2. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne, wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego, wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.

3.1.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy użyciu substancji szkodliwych, wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej, oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej

3.1.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

3.1.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

3.1.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową, zgodnie z obowiązującymi

normami i przepisami.

- 3.1.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

3.1.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- 3.1.10.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci, obejmujące:
- a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
 - b) konserwacje i remonty,
 - c) prace planowane przez podmioty, zaliczane do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej
- 3.1.10.2. Poza pracami, przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych, OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji, sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- 3.1.10.3. Podmioty, zaliczane do I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej, przyłączone do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- 3.1.10.4. Podmioty, planujące realizację prac eksploatacyjnych, wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej, są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej, ustalonego przez OSD w rozdziale 6.6.
- 3.1.10.5. Podmioty, planujące realizację prac eksploatacyjnych, wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej, przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale 6.6.

3.1.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- 3.1.11.1. OSD opracowuje instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, obowiązujące osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- 3.1.11.2. Pracownicy, zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych, powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.



3.2. ZASADY DOKONYWANIA OGŁĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW

3.2.1. OGŁĘDZINY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

- 3.2.1.1. Ogłędziny sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 3.2.1.2. Ogłędziny linii kablowych są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, w zakresie widocznych elementów linii kablowej.
- 3.2.1.3. Podczas przeprowadzania ogłędzin linii kablowych sprawdza się w szczególności:
- a) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - b) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - c) stan głowic kablowych,
 - d) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - e) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - f) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych i sprzętu pożarniczego,
 - g) czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 3.2.1.4. Ogłędziny stacji przeprowadza się w terminach:
- a) stacji o napięciu znamionowym 110kV, ze stałą obsługą: w skróconym zakresie – raz na dobę, w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na pół roku,
 - b) stacji o napięciu znamionowym 110kV, bez stałej obsługi: w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na pół roku,
 - c) stacji SN/SN i SN/nN, wyposażonych w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową, współpracującą z wyłącznikami SN – w pełnym zakresie raz na pół roku,
 - d) stacji wewnątrzowych SN/nN – nie rzadziej niż raz na 2 lata,
- 3.2.1.5. Podczas przeprowadzania ogłędzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia, sprawdza się w szczególności:
- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - c) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - d) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - e) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
 - f) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
 - g) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - h) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
 - i) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - j) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
 - k) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach.
- 3.2.1.6. Podczas przeprowadzania ogłędzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych ogłędzin,
 - b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w układzie pracy,
 - e) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - f) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z IRIESD,
 - g) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
 - h) stan baterii kondensatorów,
 - i) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
 - j) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepek i układów automatyki łączeniowej,

- k) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- l) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- m) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- n) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- o) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej, znajdującej się w stacji,
- p) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3.2.2. PRZEGLĄDY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

3.2.2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.

3.2.2.2. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p. 3.2.1.3,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych instrukcjach,
- c) konserwacje i naprawy.

3.2.2.3. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 3.2.1.6,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne, określone w odrębnych instrukcjach,
- c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
- d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
- e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
- i) konserwacje i naprawy.

3.2.3. OCENA STANU TECHNICZNEGO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ.

3.2.3.1. Oceny stanu technicznego sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

3.2.3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:

- a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w p.6.5,
- c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- d) wymagania, wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- e) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych, napraw i remontów,
- f) warunki, wynikające z planowanej rozbudowy sieci,

3.2.4. REMONTY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ.

Remonty sieci dystrybucyjnej przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

3.2.5. OGŁĘDZINY, PRZEGLĄDY, OCENA STANU TECHNICZNEGO I REMONTY INSTALACJI

Oględziny, przeglądy, oceny stanu technicznego i remonty instalacji są dokonywane zgodnie z odrębnymi przepisami.

4. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

4.1. STAN ZAGROŻENIA KSE, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

- 4.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego może ogłosić stan zagrożenia KSE.
- 4.1.2. Stan zagrożenia KSE jest ogłaszany w przypadku stwierdzenia realnego niebezpieczeństwa niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W szczególności stan zagrożenia KSE może być spowodowany:
- a) brakiem mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych, pokrywającej zapotrzebowanie energii elektrycznej oraz zapewniającej odpowiedni poziom rezerwy mocy, przy uwzględnieniu salda mocy wymiany międzysystemowej,
 - b) brakiem dyspozycyjności zdolności przesyłowych, zapewniających dotrzymanie parametrów jakościowo-niezawodnościowych w węzłach odbiorczych lub bezpieczne wyprowadzenie mocy z jednostek wytwórczych, zapewniających zrównoważenie bilansu mocy w KSE,
 - c) niedyspozycyjnością systemowej infrastruktury technicznej, wymaganej dla sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym.
- 4.1.3. Poprzez ogłoszenie stanu zagrożenia KSE operator systemu przesyłowego zawiesza realizację (rozliczanie) umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych na rynku bilansującym, według normalnych procedur obowiązujących na tym rynku i stosuje procedury awaryjne. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- 4.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt. 4.1.3, w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie, niepowodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- 4.1.5. W stanie zagrożenia KSE ogłoszonym przez operatora systemu przesyłowego wytwórcy oraz odbiorcy, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, stosują się do poleceń właściwego OSD. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie, niepowodujących wystąpienia stanu zagrożenia KSE bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- 4.1.6. OSD wraz z operatorem systemu przesyłowego podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania, zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia KSE, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

4.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej, przesyłanej siecią dystrybucyjną.
- 4.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWarii

- 4.3.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny,
 - b) tryb awaryjny.

- 4.3.2. Zagadnienia, związane z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu normalnego, są regulowane w rozporządzeniu, wydanym na podstawie delegacji, zawartej w ustawie Prawo energetyczne, oraz w niniejszym rozdziale, natomiast zagadnienia, związane z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu awaryjnego, są regulowane w niniejszym rozdziale.
- 4.3.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatora systemu przesyłowego i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego - przy dołożeniu należytej staranności.
- 4.3.4. Zgodnie z delegacją, zawartą w ustawie Prawo energetyczne, Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na czas określony, na terytorium kraju lub jego części, w przypadku możliwości wystąpienia:
- a) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - b) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - c) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych.
- 4.3.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, wprowadzane w trybie normalnym, mogą dotyczyć odbiorców, objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.
- 4.3.6. OSD podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i zapobiegania możliwości wystąpienia awarii w sieci, a także ograniczania skutków i czasu trwania takich awarii, przy współpracy z wytwórcami i odbiorcami końcowymi, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej oraz innymi OSD i OSP.
- 4.3.7. W ramach działań prewencyjnych OSD:
- a) opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, wydanym na podstawie delegacji, zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
 - b) stosuje automatykę SCO,
- 4.3.8. OSD uzgadnia plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego.
- 4.3.9. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.
- 4.3.10. OSD określa wykaz odbiorców o mocy umownej powyżej 300kW, objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- 4.3.11. OSD powiadamia odbiorców, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300kW, objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach.
- 4.3.12. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- a) przygotowanie przez OSD dla odbiorców o mocy umownej powyżej 300kW, objętych ograniczeniami wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, z uwzględnieniem określonej przez odbiorcę wielkości mocy bezpiecznej,
 - b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
 - c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSD, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSD przez operatora systemu przesyłowego, uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- 4.3.13. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300kW, objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w pkt. 4.3.1.a), obejmuje następujące informacje:
- a) sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - b) właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
 - c) wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.
- 4.3.14. 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. 7⁵⁵ i 19⁵⁵, i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

- 4.3.15. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego. Ograniczenia, wprowadzane w tym trybie, realizuje się jako wyłączenie awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie za pomocą automatyki SCO i SNO.
- 4.3.16. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego. Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach OSD jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie operatora systemu przesyłowego. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie awaryjnym, wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z operatorem systemu przesyłowego.
- 4.3.17. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii i stacji SN. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.
- 4.3.18. Wyłączenie katastrofalne odbiorcy powinno być zrealizowane w czasie do 30 min. od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii 110kV i transformatorów 110kV/SN. Przyjmuje się trójstopniową skalę wyłączeń katastrofalnych od SK1 do SK3. Wyłączenie katastrofalne w skali SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.
- 4.3.19. Operator systemu przesyłowego określa zmiany wartości mocy wyłączanych przez automatykę SCO, z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD, w terminach do końca marca każdego roku. Wartości mocy są obliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Powyższe wymagania OSD realizują do 30 września każdego roku.
- 4.3.20. OSD jest zobowiązany do niezwłocznego poinformowania operatora systemu przesyłowego o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego, zgodnie z ustalonymi przez operatora systemu przesyłowego procedurami informacyjnymi.
- 4.3.21. OSD, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- 4.3.22. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) wykaz operacji ruchowych, wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - c) dane techniczne, niezbędne do odbudowy zasilania.
- 4.3.23. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz stan zagrożenia KSE lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub stanu zagrożenia KSE stanowią zagrożenie dla użytkowników systemu, nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- 4.3.24. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i stanu zagrożenia KSE dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowanych jako wyłączenia awaryjne, zgodnie z pkt. 4.3.17.
- 4.3.25. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej, wprowadzonych wg. rozporządzenia, wydanego na podstawie delegacji, zawartej w ustawie Prawo energetyczne, jak i w wyniku ochrony systemu, realizowanej przez automatykę SCO i SNO, oraz wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych, wprowadzanych na polecenie operatora systemu przesyłowego.

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

- 5.1. OSD współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego,
 - b) sąsiednimi OSD,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów.
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami.
- 5.2. OSD współpracuje z operatorem systemu przesyłowego w celu określenia:
- a) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci;
 - b) planów:
 - technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego,
 - usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym oraz planów odbudowy systemu,
 - rozwoju sieci,
 - c) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
 - d) sposobów stosowania układów automatyki zabezpieczeniowej.
- 5.3. Zasady i zakres współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRIESD również IRIESP.

6. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.1. OBOWIĄZKI OSD

- 6.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSD na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale 6.2,
 - d) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej,
 - e) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia KSE, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi OSD,
 - f) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRIESP,
 - g) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpienia zagrożeniom dostaw energii elektrycznej.
 - h) Wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym.
- 6.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.

6.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD

- 6.2.1. Dla realizacji zadań, wymienionych w rozdziale 6.1, OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- 6.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich, organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, ma charakter hierarchiczny. Służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- 6.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt. 6.2.2 jest OSD.
- 6.2.4. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w pkt. 6.2.10.
- 6.2.5. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) pracą jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - d) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- 6.2.6. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. 6.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- a) śledzeniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych,
 - c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- 6.2.7. Służby dyspozytorskie OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej, operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej, operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi, wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.

- 6.2.8. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. 6.2.7., sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- 6.2.9. Wszystkie rozmowy, prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD z wykorzystaniem systemów łączności dyspozytorskiej, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Okres przechowywania zarejestrowanych informacji nie może być krótszy niż 1 rok.
- 6.2.10. Zasady współpracy służb dyspozytorskich OSD ze służbami dyspozytorskimi innych podmiotów, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi, w stanach pracy ustalonej systemu oraz w stanach szczególnych, mogą być określane w umowach, porozumieniach lub instrukcjach współpracy.
- 6.2.11. Przedmiotem dokumentów, o których mowa w pkt. 6.2.10, 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, wymienionych w rozdziale 6.1,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - 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.

6.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- 6.3.1. OSD w zależności od potrzeb, sporządza i udostępnia koordynacyjne plany produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł, pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- 6.3.2. OSD sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 6.3.4. OSD ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt. 6.3.1. i 6.3.2.
- 6.3.5. OSD sporządza i udostępnia plany, o których mowa w:
- pkt. 6.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - pkt. 6.3.2. - do godz. 16⁰⁰ doby $n-1$,
- 6.3.6. OSD zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

6.4 PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- 6.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- 6.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, sporządzone przez OSD, uwzględniają prognozy, przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

6.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym, wyższym niż 1 kV, jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- 6.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1kV.
- 6.5.3. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej, niż co 5 lat.
- 6.5.4. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,

- d) rozpięty mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
- f) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- g) nastawienia zaczipów dławików gaszących i wartości prądów jednofazowego zwarcia z ziemią,
- h) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- i) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- j) harmonogram pracy transformatorów,
- k) wykaz jednostek wytórczych,
- l) wykaz baterii kondensatorów w stacjach 110/SN i SN/SN.

6.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.6.1. OSD opracowuje, w zależności od potrzeb, roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- 6.6.2. OSD opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- a) plan roczny - do dnia 1 października roku poprzedzającego, na 3 kolejne lata kalendarzowe,
 - b) plan miesięczny - do 10 dnia miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) plan tygodniowy - do środy tygodnia poprzedzającego, na 1 tydzień liczony od soboty,
 - d) plan dobowy - do godz. 11⁰⁰ dnia poprzedzającego, na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- 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.
- 6.6.3. Podmiot, zgłaszający do operatora systemu przesyłowego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej, określa:
- a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) operatywną gotowość (minimalny czas przywrócenia elementu do pracy),
 - d) typ wyłączenia (np. trwałe, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

6.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- 6.7.1. Służby dyspozytorskie OSD określają przypadki, w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- 6.7.2. Program łączeniowy jest opracowywany przez prowadzącego eksploatację urządzenia.
- 6.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - b) szczegółowy opis operacji łączeniowych, z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - c) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - d) schematy, ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - e) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - f) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

6.8. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD

- 6.8.1. OSD otrzymuje od operatora systemu przesyłowego dane zgodnie z zakresem określonym w IRIESP.
- 6.8.2. Odbiorcy, wskazani przez OSD, przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach, określonych przez OSD.
- 6.8.3. Przedsiębiorstwa energetyczne, posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, przekazują OSD prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- 6.8.4. OSD przekazuje do operatora systemu przesyłowego, dla każdej godziny doby, następujące dane:

- a) wartości wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze koordynowane, określone przez operatora systemu przesyłowego,
- b) wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze inne niż JWCD, i inne niż jednostki wytwórcze koordynowane, o których mowa w ppkt. a).

6.9. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

- 6.9.1. OSD odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej, niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.
- 6.9.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz odbiorcami końcowymi, zaliczonymi do I i II grupy przyłączeniowej.
- 6.9.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. 6.9.2. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i wymagania, określone w pkt od 6.9.4 do 6.9.10, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.
- 6.9.4. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów o parametrach uzgodnionych z operatorem systemu przesyłowego bądź dystrybucyjnego, oraz powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną, rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- 6.9.5. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania, dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:
 - a) odporności na obniżenia napięcia zasilającego,
 - b) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu,
 - c) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej,
 - d) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.
- 6.9.6. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.
- 6.9.7. Systemy teleinformatyczne, wykorzystywane do wymiany informacji, powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji.
- 6.9.8. Systemy teleinformatyczne, wykorzystywane przez operatorów systemu elektroenergetycznego do prowadzenia ruchu sieciowego, powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych, dotyczących prowadzenia ruchu sieci na podstawie protokołów komunikacyjnych, zgodnych z obowiązującymi standardami.
- 6.9.9. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres co najmniej 8 godzin po wystąpieniu takiej awarii.

7. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

7.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- napięcia znamionowe,
- częstotliwość znamionowa.

7.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.

7.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\tan \phi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220kV. W sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

7.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców, których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220kV, ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - 50 Hz $+4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt, spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1 dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110kV,
- w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110kV,
 - dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110kV:

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

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

Warunkiem utrzymania parametrów w granicach określonych w punktach 1-4 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.

- 7.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z pkt.7.1.3,
 - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- 7.1.6. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.
- 7.1.7. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110kV, musi mieć zapewnione rezerwowe zasilanie potrzeb własnych, na czas niezbędny dla zachowania bezpieczeństwa jej obsługi w stanach awaryjnych.
- 7.1.8. Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala OSD.

7.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- 7.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:
- a) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - b) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - c) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - d) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - e) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- 7.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie przewidzianej przez IRIESD, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- 7.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- 7.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej – 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.
- 7.2.5. 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.

7.3. POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

7.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej, wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.

7.3.2.1. **Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła.**

7.3.2.1.1 W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- względna zmiana napięcia $d = \Delta U / U_n$ nie powinna przekraczać 3%
gdzie : ΔU - różnica dowolnych dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego.

7.3.2.1.2 W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym większym od 75A wartość P_{st} powinna mieścić się w granicach $0,6 < P_{st} < 1$ natomiast wartość P_{lt} powinna wynosić $P_{lt} = 0,65 P_{st}$.

7.3.2.2. **Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu**

7.3.2.2.1 W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- Klasa A – symetryczne, trójfazowe odbiorniki i wszystkie inne, z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- Klasa B – narzędzia przenośne, tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut),
- Klasa C – sprzęt oświetleniowy wraz ze ściemniaczami.

7.3.2.2.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu, powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$, zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,15
9	0,6
11	0,49
13	0,31
$15 \leq n \leq 39$	$0,22 * 15/n$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
8	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,34 * 8/n$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

7.3.2.2.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu, powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A, zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C podano w Tablicy 4.

Tablica 4. Maksymalne dopuszczalne wartości prądu harmoniczej w zależności od jej rzędu.

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

7.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

7.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji, związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwano z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, 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 1kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, o konieczności dostosowania 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 kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji chyba, że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt. 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 technicznych 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 umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

7.4.2. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach, określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

8. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

8.1 WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ

BPKD	– Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
EAZ	– Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieceniowa
FPP	– Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPZ	– Główny Punkt Zasilający
IRIESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDM	– Krajowa Dyspozycja Mocy
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
LRW	– Lokalna Rezerwa Wyłącznikowa
LSPR	– Lokalny System Pomiarowo - Rozliczeniowy
NN	– Najwyższe Napięcie
ODM	– Obszarowa Dyspozycja Mocy
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego
PKD	– Plan Koordynacyjny Dobowy
PKM	– Plan Koordynacyjny Miesięczny
PKR	– Plan Koordynacyjny Roczny
PPW	– Praca na potrzeby własne jednostki wytwórczej
SCO	– Samoczynne Częstotliwościowe Odciążanie
SN	– Średnie Napięcie
SPZ	– Samoczynne Ponowne Załączanie
UAR	– Układ Automatycznej Regulacji
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	– System Wymiany Informacji o Rynku Energii
WN	– Wysokie Napięcie
WPKD	– Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy
ZDR	– Zakładowa Dyspozycja Ruchu

8.2 DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarią techniczną może być również zdarzenie wywołane działaniem terrorystycznym.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.

Awaryjny układ pracy	Przewidywany przez operatora systemu układ pracy sieci elektroenergetycznych, dla przypadku awaryjnego wyłączenia określonych elementów sieciowych.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej	Nieprzerwana praca sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci.
Doba operatywna	Okres od godz. 0:00 do godz. 24:00, w którym następuje realizacja planów pracy sieci i jednostek wytwórczych.
Doraźne prace eksploatacyjne	Nieplanowane prace w zakresie eksploatacji obiektów, urządzeń i instalacji systemu elektroenergetycznego, związane z usuwaniem drobnych usterek lub zapobieganiem powstawaniu awarii i zakłóceń.
Dystrybucja	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom z wyłączeniem sprzedaży tej energii.
Dzień roboczy	Okres od godziny 0:00 do godziny 24:00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Eksploatacja sieci przesyłowej	Zespół działań utrzymujących zdolność sieci przesyłowej do niezawodnej pracy i zasilania odbiorców oraz współpracy z innymi sieciami.
Energia dostarczona	Energia elektryczna stanowiąca różnicę pomiędzy energią oddaną i pobraną w miejscu dostarczania.
Energia oddana	Energia elektryczna wprowadzona do sieci w miejscu dostarczania.
Energia pobrana	Energia elektryczna odebrana z sieci w miejscu dostarczania.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Informacja dyspozytorska	Przekazywanie danych pomiędzy służbami dyspozytorskimi o wydarzeniach, zmianach układów połączeń, urządzeń i instalacji oraz zmianach parametrów, które mogą mieć wpływ i znaczenie przy prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego.
Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje, zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Jednostka wytwórcza niebędąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (nJWCD)	Jednostka wytwórcza niepodlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
Katastrofa naturalna	Zdarzenie związane z działaniem sił natury, w szczególności wyładowania atmosferyczne, wstrząsy sejsmiczne, silne wiatry, intensywne opady atmosferyczne, długotrwałe występowanie ekstremalnych temperatur, osuwiska ziemi, pożary, susze, powodzie, zjawiska lodowe na rzekach i morzu oraz jeziorach i zbiornikach wodnych, masowe występowanie szkodników, chorób roślin lub zwierząt albo chorób zakaźnych ludzi albo też działanie innego żywiołu. Katastrofą naturalną może być również zdarzenie wywołane działaniem terrorystycznym.
Konwencjonalna jednostka wytwórcza	Jednostka wytwórcza wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej paliwa (stałe, gazowe lub ciekłe) lub wodę.
Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.

Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
Krzywa obciążenia	Graficzne przedstawienie zmian obciążenia w funkcji czasu.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Minimum techniczne jednostki wytwórczej	Moc czynna wytwarzana przez jednostkę wytwórczą w sposób ciągły przy minimalnym poziomie dostarczania energii pierwotnej wymaganej do stabilnej i trwałej pracy jednostki wytwórczej, przy zachowaniu zdolności do regulacji pierwotnej i wtórnej.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc wytwarzana	Moc chwilowa na zaciskach jednostki wytwórczej lub suma mocy chwilowych jednostek wytwórczych wytwórcy.
Moc znamionowa	Największa trwała wielkość mocy elektrycznej, która może być wytwarzana, przenoszona lub oddawana przez dane urządzenie elektroenergetyczne, określona przez jego producenta.
Najwyższe napięcie (NN)	Napięcie 220 kV lub wyższe.
Napięcie znamionowe	Wartość napięcia, przy którym producent przewidział pracę danego urządzenia.
Niskie napięcie (nN)	Napięcie niższe od 1 kV.
Normalny stan pracy sieci	Stan pracy sieci elektroenergetycznej, w którym wartości wszystkich jej parametrów są zachowane w dopuszczalnych przedziałach i spełnione są wszystkie kryteria bezpieczeństwa jej pracy.
Normalny układ pracy	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom systemu.
Obiekt elektroenergetyczny	Obiekt zawierający układy, urządzenia, instalacje elektroenergetyczne, przeznaczone do wytwarzania, przesyłania, przetwarzania, dystrybucji i odbioru energii elektrycznej, łącznie ze służącymi im budynkami i terenem, na którym się znajdują.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
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.
Operacja ruchowa	Jakakolwiek programowa zmiana: a) stanu pracy urządzenia, b) układu połączeń, c) nastaw regulacyjnych, d) nastaw sterowniczych.

Operacje łączeniowe	Operacje łączeniowe obejmują w szczególności: a) załączenie lub wyłączenie: linii, transformatora, dławika, baterii kondensatorów; b) przełączenie urządzeń na systemach szyn zbiorczych w rozdzielni; c) przełączenie zasilania potrzeb własnych jednostki wytwórczej z podstawowego na rezerwowe; d) załączenie lub wyłączenie hydrogeneratorów do/z pracy kompensacyjnej.
Operator systemu	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, 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 elektroenergetycznego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Polecenie dyspozytorskie	Polecenie wydane przez służbę dyspozytorską, dotyczące wykonania określonych operacji ruchowych lub działań sprawdzających w danym obiekcie elektroenergetycznym.
Praca wydzielona	Samodzielna, stabilna praca jednostki wytwórczej, lub kilku jednostek wytwórczych, w obrębie elektrowni przy braku zasilania z KSE, polegająca na zasilaniu potrzeb własnych i niezbędnych do pracy potrzeb ogólnych elektrowni oraz realizowaniu poleceń OSP dotyczących zwiększenia obszaru wydzielonego.
Praca wyspowa	Samodzielna praca części KSE wydzielonej po jej awaryjnym odłączeniu się z KSE, z co najmniej jedną pracującą jednostką wytwórczą, która w sytuacji odłączenia od KSE jest w stanie zasilать odbiorców oraz inne jednostki wytwórcze.
Próba systemowa	Badania funkcjonalne mające na celu ocenę stanu technicznego systemu elektroenergetycznego lub jego części, na podstawie jego zachowania się w warunkach imitujących warunki normalne pracy lub warunki występujące w czasie możliwych zakłóceń.
Przesyłanie	Transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych z wyłączeniem sprzedaży tej energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres z określonymi parametrami pracy.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO)	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD.
Sieć elektroenergetyczna	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji, należące do przedsiębiorstwa energetycznego lub użytkownika systemu.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP.
Sieć zamknięta	Sieć przesyłowa i koordynowana sieć 110 kV.
Siła wyższa	Zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, którego skutkiem nie można zapobiec, ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności. Przejawami siły wyższej są w szczególności: a) klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadz; b) akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp.; c) działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu; d) strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Synchronizacja z siecią	Operacja ruchowa polegająca na połączeniu z systemem elektroenergetycznym jednostki wytwórczej lub połączeniu różnych systemów elektroenergetycznych po wyrównaniu częstotliwości, fazy i napięcia, prowadzącym do zmniejszenia różnicy wektorów łączonych napięć do wielkości bliskiej zeru.
System automatycznej rejestracji danych	Zestaw urządzeń realizujący funkcję automatycznego odczytu i zapisu wielkości mierzonych przez układy pomiarowe wyposażony w porty komunikacyjne do zdalnej transmisji danych
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System pomiarowo - rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo - rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, systemów automatycznej rejestracji danych oraz z innych systemów
System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE)	System teleinformatyczny dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych rynku bilansującego oraz regulacyjnych usług systemowych, pomiędzy służbami handlowymi oraz technicznymi OSP i Operatorów Rynku.
System zdalnego odczytu danych pomiarowych	Podsystem systemu pomiarowo - rozliczeniowego realizujący funkcję zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowych wyposażonych w system automatycznej rejestracji danych.
Średnie napięcie (SN)	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Uczestnik Wymiany Międzysystemowej	Uczestnik Rynku Bilansującego, który zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w Wymianie Międzysystemowej.

Układ pomiarowo -rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo – rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo - rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
Układ pomiarowo - rozliczeniowy rezerwow	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo - kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo - rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ regulacji napięcia wzbudzenia	Zestaw urządzeń do regulacji napięcia lub mocy biernej na zaciskach jednostki wytwórczej, poprzez zmianę prądu wzbudzenia.
Układ telemechaniki	Zespół urządzeń służących do zbierania i zdalnego przesyłu informacji w systemie elektroenergetycznym, obejmujący telemetrię (przesył pomiarów), telesygnalizację (przesył sygnałów dyskretnych), telesterowanie (przesył poleceń), bądź innych informacji specjalnych.
Układ wzbudzenia	Układ służący do wytworzenia prądu magnesującego jednostki wytwórczej.
Umowa przesyłania	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej na podstawie której, OSP świadczy użytkownikowi systemu usługi przesyłania energii elektrycznej.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub podmiot zaopatrywany z tego systemu, w tym odbiorca.
Wahania napięcia	Krótkotrwałe zmiany wartości napięcia zachodzące z szybkością większą niż 1% wartości napięcia znamionowego na sekundę.
Wniosek o określenie warunków przyłączenia	Dokument składany przez podmiot ubiegający się o przyłączenie urządzeń, instalacji i sieci do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.
Współczynnik tg ϕ	Stosunek mocy biernej do mocy czynnej.
Wyłącznik blokowy	Wyłącznik zainstalowany po stronie wyższego napięcia transformatora blokowego, w torze wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej, łączący transformator blokowy z linią blokową.
Wyłącznik generatorowy	Wyłącznik zainstalowany po stronie niższego napięcia transformatora blokowego, w torze wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej, łączący generator z transformatorem blokowym.
Wyłącznik sieciowy	Wyłącznik zainstalowany w torze wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej, łączący linię blokową z systemem szyn rozdzielni, do której przyłączona jest jednostka wytwórcza.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan KSE lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Zakłócenie	Nieplanowane wyłączenie samoczynne lub ręczne, albo niedotrzymanie oczekiwanych parametrów pracy elementów majątku sieciowego. Zakłócenie może zaistnieć z uszkodzeniem elementu majątku sieciowego lub bez uszkodzenia.
Zdalne sterowanie	Sterowanie pracą urządzeń realizowane przez służbę dyspozytorską właściwego operatora systemu za pomocą dedykowanych urządzeń telekomunikacyjnych.
Zdarzenie ruchowe	Jakakolwiek zmiana: a) stanu pracy urządzenia, instalacji lub sieci, b) układu połączeń, c) nastaw regulacyjnych, d) nastaw sterowniczych.

 JSW KOKS SA
CZŁONEK ZARZĄDU
ds. EKONOMIKI

Iwona GAJDZIK-SZOT

 JSW KOKS SA
CZŁONEK ZARZĄDU
ds. PRODUKCJI I TECHNIKI

Mariusz SOSZYŃSKI

ZAŁĄCZNIK NR 1**WYKAZ ELEMENTÓW SIECI KOORDYNOWANEJ ORAZ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DYSPONOWANYCH PRZEZ OSP.**

W sieci elektroenergetycznej zarządzanej przez JSW KOKS S.A. nie występują elementy należące do sieci koordynowanej przez OSP.

Do sieci elektroenergetycznej zarządzanej przez JSW KOKS S.A. nie są przyłączone jednostki wytwórcze dysponowane przez OSP.

ZAŁĄCZNIK NR 2

KARTY AKTUALIZACJI IRiESD

ZAŁĄCZNIK NR 3

WYMOGI DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH