

Pilkington Polska Sp. z o.o.
ul. Portowa 24, 27-600 Sandomierz

INSTRUKCJA

RUCHU I EKSPLOATACJI

SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Zatwierdzona decyzją Zarządu Pilkington Polska Sp. z o.o.

z dnia 04.07.2017r.

PILKINGTON POLSKA

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
identyfikator 830169653
27-600 SANDOMIERZ, ul. Portowa 24, box 90
tel. 0-15 8323041 do 49, fax 0-15 8323925

-1-

Tekst obowiązujący od dnia: 04.07.2017r.


CZŁONEK ZARZĄDU
DYREKTOR OPERACYJNY
JERZY BARAN


PREZES ZARZĄDU
KRZYSZTOF GRANICKI

Spis treści

I	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	5
I.1	POSTANOWIENIA OGÓLNE	5
I.2	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	11
I.3	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSD	11
I.4	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	12
II	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	13
II.1	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	13
II.2	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	19
II.3	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	21
II.4	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	24
II.5	DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	48
II.6	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	52
III	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	54
III.1	PRZEPISY OGÓLNE	54
III.2	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	55
III.3	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	56
III.4	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	56
III.5	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	56
III.6	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	58
III.7	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	58
III.8	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	59
III.9	OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA	59
III.10	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	59
III.11	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	60
IV	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	60
IV.1	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	60
IV.2	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	62
IV.3	WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	62
V	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	67
VI	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	69
VI.1	OBOWIĄZKI OSD	69
VI.2	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	70
VI.3	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	70
VI.4	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	71
VI.5	UKŁADY NORMALNEJ PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	71
VI.6	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	72
VI.7	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	73

VI.8	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	74
VI.9	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD	75
VI.10	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	76
VII	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD..	76
VIII	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	77
VIII.1	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	77
VIII.2	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	80
VIII.3	DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	82
VIII.4	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	86
A	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	89
B	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	101
C	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	103
D	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	106
E	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	111
F	ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	111
G	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA.....	113
H	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....	115
I	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	117
	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI	118
	OZNACZENIA SKRÓTÓW	118
	POJĘCIA I DEFINICJE	121

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych jak i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.	Str. 137
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD.	Str. 138
Załącznik nr 3	Zawartość formularza powiadomienia OSD przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej .	Str. 143
Załącznik nr 4	Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych	Str. 144
Załącznik nr 5	Karta aktualizacji	Str. 145

I KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1 POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1 Pilkington Polska Sp. z o.o. (zwana dalej OSD) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2 OSD jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSD”), zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.3 Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz.U. z 2017 r. poz. 220 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz.U. z 2016 r. poz. 1666 z późniejszymi zmianami),
 - c) Decyzji z dnia 28 lutego 2017 roku znak DRE.WOSE.4711.11.4.2017.BT(z późniejszymi zmianami) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Pilkington Polska Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
 - d) Decyzji z dnia 23 lutego 2017 roku znak DRE.WOSE.4111.2.10.7.2016.2017.BT udzielającej Pilkington Polska Sp. z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej Nr DEE/368/30595/W/DRE/2017/BT,
 - e) określone w opracowanej przez Operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
 - f) określone w opracowanej przez Operatora systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) – PGE Dystrybucja S.A. – do którego przyłączona jest sieć dystrybucyjna OSD - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD OSDp),
 - g) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2016 r. poz. 290 z późniejszymi zmianami).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 5 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- I.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.
- I.1.5 Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSD przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje w systemie dystrybucyjnym OSD lub zostanie włączona do systemu dystrybucyjnego OSD) i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
 - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
 - 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
 - 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
 - 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- I.1.6 W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.1.7 Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
- 1) Operatora systemu dystrybucyjnego - OSD,
 - 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
 - 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
 - 4) przedsiębiorstwa obrotu,
 - 5) sprzedawców,
 - 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSD,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 6 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- 5) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.8 Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje w systemie dystrybucyjnym OSD),
- 2) eksploatację, konserwację i modernizację sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 7 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 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 (o ile w systemie wystąpią odbiorcy końcowi w gospodarstwie domowym, niekorzystający z prawa wyboru sprzedawcy),
 - 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 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) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje lub zostanie włączona do systemu dystrybucyjnego OSD),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 8 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje lub zostanie włączona do systemu dystrybucyjnego OSD),
- 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje lub zostanie włączona do systemu dystrybucyjnego OSD)

- I.1.9 OSD realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową – OSDp – PGE Dystrybucja S.A.
- I.1.10 Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez Operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.1.11 OSD ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.
- I.1.12 OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.13 IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD ustalane są przez OSD i wchodzi w życie w terminie przez niego ustalonym. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.14 Ustalenie IRiESD oraz każda zmiana IRiESD jest poprzedzone procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.15 W zależności od potrzeb, OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa lub zmian IRiESP lub IRiESDOSDp – wymagających dostosowania IRiESD. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.16 Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
 - a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 9 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

- I.1.17 Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.18 Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.19 Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - d) ustala ostateczną wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji – uwzględniając uzasadnione zgłoszone uwagi.
- I.1.20 Ustaloną IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz raportem z procesu konsultacji, zawierającym zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia OSD publikuje na swojej stronie internetowej. Na stronie internetowej umieszcza się informacje o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD.
- I.1.21 W zakresie nieuregulowanym w IRiESD lub w zakresie wskazanym w niej – stosuje się zapisy IRiESD OSDp oraz IRiESP.
- I.1.22 Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSD lub korzystający z usług świadczonych przez OSD, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.2 CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1 Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2 OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.
- I.2.3 Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

- I.3.1 Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
- a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2 OSD świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
- a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
 - b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
 - c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
 - f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 11 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.
- I.3.3 Przekazywanie danych pomiarowych odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu – może odbywać się we współpracy z OSDp.
- I.3.4 Instalacja układów pomiarowo-rozliczeniowych na koszt odbiorcy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz systemów pomiarowo-rozliczeniowych, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV – może nastąpić tylko w sytuacjach, gdy strony ustanowiły takie zasady w umowie zawartej przed wejściem w życie IRiESD.
- I.3.5 Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
- I.3.6 OSD ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia.
- I.3.7 Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji. W zakresie nieuregulowanym w IRiESD stosuje się postanowienia IRiESD OSDp.
- I.3.8 Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.9 Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.10 Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.4 OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1 OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2 W celu realizacji powyższego obowiązku OSD opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.12. niniejszej instrukcji.
- I.4.3 OSD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSD stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 12 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania Od 04.07.2017r.

- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
- b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
- c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
- d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej OSD,
- e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy OSD,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej lub które określono w umowie.

II PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

II.1 ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1 Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.1.2 Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD obejmuje:
 - 1) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
 - 2) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnym ze wzorem określonym przez OSD;
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 13 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
- 4) weryfikacji wniosku o określenie warunków przyłączenia w terminie do 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
 - 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia w wyznaczonym terminie. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 – II.1.6. niniejszej instrukcji;
 - 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę;
 - 7) pisemne potwierdzenie przez OSD, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
 - 8) OSD potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne OSD przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,
 - 9) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW (w uzasadnionych przypadkach OSD może odstąpić od sporządzania ekspertyzy);
 - 10) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
 - 11) zawarcie umowy o przyłączenie;
 - 12) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
 - 13) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;
 - 14) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 14 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.1.3 Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4 Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.19., określa oraz udostępnia OSD. Wzory wniosków i zgłoszenia OSD udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSD.
- II.1.5 Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6 Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:
- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje)
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, w przypadku braku takiego planu,
 - decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.
 - d) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
 - e) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
 - f) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,
 - g) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.
 - h) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez OSD na podstawie przepisów prawa powszechnie obowiązujących zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 15 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.1.7 Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD.
- II.1.8 Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
 - b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
 - c) moc przyłączeniową,
 - d) rodzaj przyłącza z siecią dystrybucyjną OSD,
 - e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - f) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
 - g) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
 - h) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - i) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
 - j) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 - k) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
 - l) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - m) wymagania w zakresie:
 - dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
 - przystosowanie układu pomiarowo – rozliczeniowego do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych.
 - n) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
 - o) możliwość dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 16 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.1.9 Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączonych określa OSD w warunkach przyłączenia.
- II.1.10 OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - 2) 150 dni 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.
- II.1.11 Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- II.1.12 Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13 W przypadku, gdy OSD odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia – o ile będzie mogła powstać taka możliwość w przyszłości z uwagi na rozmiar prowadzonej działalności przez OSD.
- II.1.14 W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSD powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:
- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD wydaje warunki przyłączenia;
 - 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.
- Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

- II.1.15 W przypadku, gdy OSD odmówi przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z braku ekonomicznych warunków przyłączenia, o których mowa w ustawie Prawo Energetyczne, za przyłączenie do sieci OSD może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci - zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.16 W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.
- Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.
- II.1.17 Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie II.1.19., zawiera w szczególności:
- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;
 - 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne, informacja ta musi być poświadczona przez instalatora mikroinstalacji posiadającego certyfikat uprawniający do montażu takich instalacji lub odpowiednie świadectwo kwalifikacyjne uprawniające do wykonywania i eksploatacji instalacji elektrycznych.
- II.1.18 Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.19 Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 9) harmonogram przyłączenia i przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 18 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
 - 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.20 OSD w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania i wprowadzania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.21 Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.22 Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci z wyłączeniem mikroinstalacji opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSD. Opracowanie instrukcji powinno nastąpić przed przyłączeniem podmiotu do sieci, a w przypadku braku takiej instrukcji nie później niż w terminie 6 miesięcy od daty wprowadzenia IRiESD.
- II.1.23 Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.24 W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSD dane określone w art. 16 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.25 Za pośrednictwem OSD zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – wytwórcy oraz farmy wiatrowe, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązani do dokonania zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego.

II.2 ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- II.2.1 Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami. Zasady wzajemnego połączenia sieci są uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego, w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka sieć występuje w systemie OSD lub zostanie do niego włączona).
- II.2.2 Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1, w zakresie połączenia sieci różnych operatorów systemów OSD powinna określać w szczególności:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 19 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
- 9) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,
- 10) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,
- 11) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,
- 12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.2.3 Warunki połączenia określają w szczególności:

- 1) moc przyłączeniową,
- 2) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- 5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
- 6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
- 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4 Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.ppkt5), dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:

- 1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
- 2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
- 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
- 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 20 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.2.5 Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6 Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

II.3 ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.3.1 Zasady odłączania.

II.3.1.1 Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2 OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDw przypadku:

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

II.3.1.3 Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- b) przyczynę odłączenia,
- c) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4 OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.

II.3.1.5 OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.3.1.6 OSD uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia. Uzgodnienie to odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp.

II.3.1.7 OSD w uzasadnionych przypadkach sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
- b) termin odłączenia,
- c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 21 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.8 Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.3.2 Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.3.2.1 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w pkt.II.1.20, OSD stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.

lub też w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

II.3.2.2 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności. W przypadku odbiorców w gospodarstwie domowym (o ile występują w systemie OSD lub zostaną do niego przyłączeni) stosuje się procedurę wstrzymania dostaw określoną w ustawie – Prawo energetyczne.

II.3.2.3 OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.

II.3.2.4 OSD na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.5 OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.2.1.,II.3.2.2. oraz pkt.II.3.2.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

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

II.3.2.6 Przepisów pkt. II.3.2.2. i pkt. II.3.2.4. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 22 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Realizacja przez OSD wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.4. oraz w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSD informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - OSD może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSD zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

- II.3.2.7 W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.4., OSD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSD wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSD podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.
- II.3.2.8 W przypadku wystąpienia:
- a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - c) konieczność wykonania wyłączeń planowych,
 - d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii, termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.7. może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.9 OSD powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.10 Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.7., w tym z przyczyn niezależnych od OSD, to OSD w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.4 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1 Wymagania ogólne

- II.4.1.1** Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych lub przyłączanych (ubiegających się o przyłączenie) do sieci dystrybucyjnych OSD, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.
- II.4.1.2** Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3** Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE w drodze decyzji.
- II.4.1.4** Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.4.1.5** Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 24 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

- II.4.1.6** Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSD opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką, posiadającą odpowiednie uprawnienia w zakresie projektowania instalacji elektroenergetycznych.
Postanowienia tego punktu nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.4.2 Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

- II.4.2.1** Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.
- II.4.2.2** OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.
- II.4.2.3** Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w pkt. II.4.5.

II.4.3 Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1** Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane pomiędzy wytwórcą a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz w Załączniku Nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.2** Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - e) urządzeń regulacji pierwotnej,
 - f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

- II.4.3.3 Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.
- II.4.4 Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich**
- II.4.4.1 Warunkiem przystąpienia do budowy połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2 Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich oraz realizacja połączeń międzysystemowych winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.
- II.4.4.3 OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.4.2.
- II.4.4.4 Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5 Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.4.7.
- II.4.4.6 W uzasadnionych przypadkach OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7 OSD na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.4.4.8 Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSD.
- II.4.5 Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**
- II.4.5.1 Wymagania ogólne**
- II.4.5.1.1 Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach podmiotów przyłączanych - nowobudowanych i przyłączonych modernizowanych.
- II.4.5.1.2 Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

- II.4.5.1.3 Cząsy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4 Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy, oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- II.4.5.1.5 OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6 OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7 EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8 Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączania zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9 Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10 Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11 Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12 Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 27 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.4.5.1.13 Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14 Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15 W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16 Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej OSD zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.1.17 Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
 - 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
 - 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18 Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych,

II.4.5.2 Wymagania dla linii SN

II.4.5.2.1 Wymagania ogólne

- II.4.5.2.1.1 Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 28 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.4.5.2.1.2 Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.
- II.4.5.2.1.3 Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.4.5.2.1.4 Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
 - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCh,
 - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.4.5.2.1.5 Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
- 1) 5 -10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 2) 5 -15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
 - 3) 10 -20 % w sieciach skompensowanych.
- II.4.5.2.1.6 Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.
- II.4.5.2.1.7 Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.
- II.4.5.2.2 **Wymagania dla linii SN**
- II.4.5.2.2.1 Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:
- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciovowe,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 29 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

II.4.5.2.2.2 Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

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

II.4.5.2.2.3 Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 30 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

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

II.4.5.2.3 Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.2.3.1 Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.4.5.2.3.2 W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.2.3.3 Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCh lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.2.3.4 Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 31 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa OSD:

- 1) dla transformatorów dwuzwojowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.

II.4.5.2.4 Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.2.4.1 Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

II.4.5.2.4.2 Każde wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów

II.4.5.2.5 Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.2.5.1 Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.2.6 Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.2.6.1 Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 32 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.4.5.2.7 Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.2.7.1 Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

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

II.4.5.2.7.2 W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.4.5.3 Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.3.1 Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.3.2 Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.3.3 Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

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

II.4.5.3.4 OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

- II.4.5.3.5 Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ zgodnie z IRiESD OSDp.
- II.4.5.3.6 **Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN**
- II.4.5.3.6.1 Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.3.6.2 Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.3.6.3 Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.3.6.4 Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i podnapięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.4.5.3.6.5 Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.4.5.3.6.6 Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.3.6.7 Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.3.6.8 Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.3.6.9 Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.3.1. do II.4.5.3.3. oraz od II.4.5.3.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny

być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.4 Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.4.1 OSD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.4.2 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego

OSD, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD. w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.5.4.3 OSD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.4.4 Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.4.5 Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6 Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.4.6.1 Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.6.2 Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) obiektywne 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 35 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 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 powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) należy dążyć do tego, aby rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.6.3 Ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 36 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.4.6.4 Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.5 Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.4.7 Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1 Wymagania ogólne

II.4.7.1.1 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

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

II.4.7.1.2 Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 37 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.4.7.1.3 Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4 Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSD ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne,

Na wniosek odbiorcy, za zgodą OSD, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda OSD uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się w drodze umowy pomiędzy OSD a odbiorcą ustalenie innej lokalizacji instalacji układu pomiarowego.

II.4.7.1.5 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.7.1.6 OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESD, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.7.1.7 OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.8 Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci nie mniejszej niż 1 MVA i nie większej niż 30 MVA (wyłącznie),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 38 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową. Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a) i b).

II.4.7.1.9 Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 39 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

II.4.7.1.10 Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

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

II.4.7.1.11 Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

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

II.4.7.1.12 Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa Operator Systemu Dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia.

II.4.7.1.13 W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3, B4, B5, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 40 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

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

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

- II.4.7.1.14 Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.15 Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.16 Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafalszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17 Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na:
 - a) OSD w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
 - b) URD będących wytwórcami oraz odbiorcami zaliczanymi do grup przyłączeniowych I i III, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV.
- II.4.7.1.18 W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.19 Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 41 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- II.4.7.1.20 W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.21 W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.
- II.4.7.1.22 OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po demontażu.
- II.4.7.1.23 Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.24 OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25 Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26 W ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27 Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.3.7.1.24. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28 W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRIESD.
- II.4.7.1.29 W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23.i II.4.7.1.27., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.

- II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.31 W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.1.32 Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSD ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowym własny licznik energii elektrycznej.
- II.4.7.2 **Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.**
- II.4.7.2.1 Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych (o ile taki stosuje OSD)
- II.4.7.2.2 Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych (o ile taki stosuje OSD).
- II.4.7.2.3 Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych (o ile taki stosuje OSD).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 43 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.4.7.2.4 Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo – rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie II.4.7.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie II.4.7.2.2.

II.4.7.2.5 Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:

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

II.4.7.2.6 Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z systemem pomiarowym OSD i OSDp, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.4.7.2.7 Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.7.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

II.4.7.3.1 Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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

II.4.7.3.2 Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 45 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.4.7.3.3 Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.4.7.3.4 Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.4.7.3.5 Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 46 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo - rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.7.4.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) OSD w uzasadnionych przypadkach m.in. zbierania danych pomiarowych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.7.4.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 47 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.4.8 Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.4.8.1 OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP i IRiESD OSDp.
- II.4.8.2 Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego, a w przypadkach określonych przez OSD również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych
- II.4.8.3 W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP i IRiESD OSDp.

II.5 DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1 Zakres danych

- II.5.1.1 Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- a) dane opisujące stan istniejący,
 - b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD
 - c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.2 Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1 Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- a) schematy główne układów elektrycznych,
 - b) dane jednostek wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - d) moc osiągalną,
 - e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.
- II.5.2.2 Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
 - b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 48 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.5.2.3 Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- h) układ normalny pracy.

II.5.2.4 Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,
- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
- k) seria słupów.

II.5.2.5 Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciov.

II.5.2.6 Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 49 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:

- jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe śródroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe śródroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
- j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem $X'd$ generatora,
- l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza- transformator blokowy
- n) znamionowa moc pozorną jednostki wytwórczej,
- o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- s) moc czynną potrzeb własnych,
- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) etatyzm turbiny,
- y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza – transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka.

II.5.2.7 Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.5.3 Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD.

II.5.3.1 Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 50 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

II.5.3.2 Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- f) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- g) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- h) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- i) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.5.3.3 Odbiorcy przyłączeni do sieci I 10 kV oraz wskazani przez OSD, odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:

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

II.5.3.4 Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
- b) czas obowiązywania kontraktu.

II.5.3.5 Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

- a) opis i harmonogram projektu,
- b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.5.3.6 Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 51 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.5.4 Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.4.1 Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSD (o ile taka sieć jest przyłączona do systemu lub zostanie przyłączona) dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
- b) napięcia w węzłach sieci,
- c) rozprawy mocy czynnej i biernej.

II.5.4.2 OSD dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

II.5.4.3 Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają OSD wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.5.4.4 Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.6 ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.6.1 Postanowienia ogólne

II.6.1.1 OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP za pośrednictwem OSDp w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV (o ile taka jest przyłączona lub zostanie przyłączona do systemu).

II.6.1.2 Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3 Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.6.1.4 OSD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5 Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez samorządy województw OSD może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 52 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

II.6.2 Zakres przekazywanych danych i informacji.

II.6.2.1 OSD za pośrednictwem OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSD,
- c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty,
- e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania OSD,
- f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
- g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
- i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2 OSD za pośrednictwem OSDp przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,
- e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
- i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 53 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,
- k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

II.6.2.3 Podmioty przyłączone do sieci OSD przekazują do OSD dane i informacje dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej wskazane w pkt. II.6.2.2.

III EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1 PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 54 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- III.1.3 Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- III.1.4 Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5 OSD prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.
- III.1.6 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
- OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- III.1.7 Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD określa OSD w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD.” stanowiącym Załącznik Nr 2 do IRiESD.

III.2 PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- III.2.1 Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.8. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną
- III.2.2 Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu modernizacji lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3 Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 55 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

OSD w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3 PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- III.3.1 Przekazanie urządzeń do modernizacji lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2 Datę i sposób przekazania urządzeń do modernizacji lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSD.

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

- III.4.1 Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- III.4.2 W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.
- III.4.3 OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (o ile taka sieć jest przyłączona do systemu lub zostanie przyłączona).
- III.4.4 OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.
- III.4.5 Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo-rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii Operatora systemu przesyłowego za pośrednictwem OSDp.

III.5 DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 56 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

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

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

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

- dokumentację projektową i powykonawczą,
- protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
- dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i modernizacji, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- wykaz niezbędnych części zamiennych,
- dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- dziennik operacyjny,
- schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- karty przełączeń,
- ewidencję założonych uziemień,
- programy łączeniowe,
- wykaz personelu ruchowego.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 57 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

III.6 REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

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

III.7 WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

- III.7.1 Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

- III.7.2 Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
- informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 58 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- III.7.3 Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.
- III.7.4 Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5 Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga OSD.
- III.7.6 OSD sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8 OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1 OSD oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi przepisami i normami prawnymi.
- III.8.2 OSD stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.
- III.8.3 Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane przepisami prawa.

III.9 OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

- III.9.1 Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawa.
- III.9.2 OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowej dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10 PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1 OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących w szczególności:
- oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - modernizację.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzone w dniu 04.07.2017r.	strona 59 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- III.10.2 Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD, są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11 WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1 OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- III.11.2 Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

- IV.1.1 Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach Operator systemu przesyłowego może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.
- IV.1.2 Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:
- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
 - d) strajku lub niepokoju społecznych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 60 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

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

- a) awaria w systemie,
- b) awaria sieciowa.

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

IV.1.4 Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt.IV.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

IV.1.5 W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń Operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSD.

W przypadku awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IV.1.6 OSDp wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

IV.1.7 OSDp w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IV.1.8 Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
- b) awaryjne układy pracy sieci,
- c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
- d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 61 z 145	
Zatwierdzone w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

IV.2 BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1 OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD.
- IV.2.2 OSD dotrzymuje parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

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

IV.3.1 Postanowienia ogólne.

- IV.3.1.1 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.1.2 W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSD podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSD na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

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

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

- a) tryb normalny, określony w pkt. IV.3.2,
- b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. IV.3.3,
- c) tryb awaryjny, określony w pkt. IV.3.4,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 62 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

IV.3.2 Tryb normalny

IV.3.2.1 Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jej części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

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

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

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

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

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

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

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

- a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
- b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
- c) uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
- d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 63 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

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

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, OSD powiadamia OSDp w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych od zaistniałej zmiany.

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

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - i) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - ii) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IV.3.2.9 OSD opracowuje procedury wprowadzania w trybie normalnym ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, określające:

- a) sposób powiadamiania odbiorców,
- b) właściwe służby dyspozytorskie uprawnione do przekazywania poleceń.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 64 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

IV.3.2.10 W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów Operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

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

IV.3.2.11 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IV.3.2.12 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) poleczone stopnie zasilania,
- b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3 Tryb normalny na polecenie OSP.

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

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

IV.3.3.3 W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IV.3.2.10. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4 Tryb awaryjny

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

IV.3.4.2 Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 65 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.

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

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

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

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

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IV.3.2.8.c) ii).

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

- IV.3.4.5 OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

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

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

- IV.3.4.7 Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp lub
- b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 66 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

- V.1 OSD współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,
- oraz Sprzedawcami, odbiorcami i wytwórcami.
- V.2 Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.3 Zasady i zakres współpracy OSDp z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w IRiESD OSDp, IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDp i OSDn.
- V.4 Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.5 Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.6 Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.7 Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.8 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu 110 kV i SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez OSD, opracowują i uzgadniają z OSD instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD i IRiESD OSDp.
- V.9 Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich OSDp ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, jest w zależności od potrzeb:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 67 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

V.10 Instrukcja współpracy służb dyspozytorskich OSD z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD zawiera co najmniej:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
- b) eksploatacyjne granice stron,
- c) zakres i tryb obiegu informacji,
- d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez OSD.

V.11 OSD umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSD zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- c) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,
- d) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

V.12 OSD –jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

- 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 68 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 2) wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej

– z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej

VI PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

VI.1 OBOWIĄZKI OSD

VI.1.1 W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSD na obszarze kierowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej OSD oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
- d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- e) prowadzi działania sterownicze,
- f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
- g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSP w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
- i) przekazuje do operatora systemu przesyłowego zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,
- j) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej OSD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 69 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- VI.1.2 Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3 Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- VI.1.4 Na obszarze sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSP, za której ruch odpowiada OSD, OSP koordynuje i dostarcza wyliczone nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz wyznacza miejsca uziemień punktów neutralnych transformatorów 110 kV/SN.
- VI.1.5 OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada za wyjątkiem sieci koordynowanej 110 kV, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

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

- VI.2.1 OSD realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie
- VI.2.2 W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, OSD w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze.

VI.3 PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1 Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez OSD.
- VI.3.2 OSD sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD na zasadach opisanych w IRiESP.
- VI.3.3 Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez Operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4 OSD zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych minimum 5MW przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD oraz JWCK. Zatwierdzone harmonogramy remontów OSD przesyła do wytwórców w terminach:

plan roczny

- do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
- każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 70 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- VI.3.5 Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane zgodnie z IRIESP przez Operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.6 Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRIESP.
- VI.3.7 OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD za wyjątkiem jednostek wytwórczych JWCD i JWCK przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4 PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIE ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1 OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.
- VI.4.2 OSD planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSD w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.
- VI.4.3 Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.V.3. i V.4., są przekazywane do operatora systemu przesyłowego. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSP.
- VI.4.4 Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5 UKŁADY NORMALNEJ PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1 Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- VI.5.2 OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.5.3 Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpięty mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczeów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 71 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- harmonogram pracy transformatorów,
- wykaz jednostek wytwórczych.

VI.5.4 Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5.5 Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez OSD do dnia:

- a) 30 października każdego roku – na okres jesienno-zimowy,
- b) 30 kwietnia każdego roku – na okres wiosenno-letni.

VI.6 PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1 OSD opracowuje plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.

VI.6.2 OSD opracowuje i zgłasza za pośrednictwem OSDp – do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV (o ile taka występuje w systemie lub zostanie do niego przyłączona), następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
- plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.3 Użytkownicy systemu zgłaszają do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia z zastrzeżeniem pkt.VI.6.4.

VI.6.4 Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia OSD w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD z uwzględnieniem pkt. VI.6.6:

- a) do planu rocznego – w terminie do 15 września roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
- b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.5 Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

- nazwę elementu,
- proponowany termin wyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 72 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

VI.6.6 Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do OSD w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej OSD przed planowanym wyłączeniem OSP, OSD i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.7 OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia z zastrzeżeniem pkt.VI.6.8.

VI.6.8 OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
- b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
- d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.9 OSD jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

VI.6.10 Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.7 PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.7.1 Programy łączeniowe opracowuje się w przypadkach konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

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

VI.7.3 Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- charakterystykę załączanego elementu sieci,
- opis stanu łączników przed realizacją programu,
- szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 73 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
- schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
- osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

- VI.7.4 Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim OSD w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej OSD, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5 OSD może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6 OSD zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSD uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.
- VI.7.7 W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, służby dyspozytorskie OSD uzgadniają programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.7.8 Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

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

- VI.8.1 Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- VI.8.2 Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do koordynowanej sieci dystrybucyjnej 110 kV, uzgadniają z OSDp plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3 Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, OSD określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt.VI.8.1.:
- czas synchronizacji,
 - czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - planowane obciążenie mocą czynną,
 - czas odstawienia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 74 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- VI.8.4 OSDp i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt.VI.8.1, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5 OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
- VI.8.6 Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7 Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a OSD, wytwórcą jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

VI.9 DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD

- VI.9.1 OSD za pośrednictwem OSDp otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2 Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroźródeł) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a OSD, w formie ustalonej przez OSD następujące informacje:
- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiorem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiorem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
 - b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla szczytu obciążenia każdej doby planowanego okresu, do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
 - c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych, planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
 - d) bieżące korekty planowanej wartości mocy dyspozycyjnej jednostki wytwórczej oraz mocy generowanych przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 75 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

VI.10 ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- VI.10.1 OSD identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- VI.10.2 Zarządzenie ograniczeniami systemowymi odbywa się na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

VII STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

- VII.1.1 W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.
- VII.1.2 Sieć dystrybucyjna OSD o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.1.3 Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{R_1} \leq 1$$

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 76 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

gdzie:

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

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

VII.1.4 Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa OSD.

W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSDp.

VII.1.5 Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.

VII.1.6 Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSD powinny spełniać wymagania określone w „Wytocznych do budowy systemów elektroenergetycznych” - o ile takie zostały określone przez OSD.

VII.1.7 Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.

VII.1.8 Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala OSD.

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

VIII.1 PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1 Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- a) napięcia znamionowe,
- b) częstotliwość znamionowa.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 77 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- VIII.1.2 Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- VIII.1.3 O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji 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 odchyłeń 10% napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.
- VIII.1.4 O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji 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 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
 - 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznego napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 78 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

Dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Nie będące krotnością 3		Będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)		
5	2%				
7	2%				
11	1,5%	3	2%	2	1,5%
13	1,5%	9	1%	4	1%
17	1%	15	0,5%	>4	0,5%
19	1%	>15	0,5%		
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \times \frac{25}{h}$				

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

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1)-4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy (w przypadku sieci o napięciu znamionowym 110 kV mocy czynnej) nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tg nie większym niż 0,4.

VIII.2 WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1 Ustalono są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 80 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez OSD informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

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

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

VIII.2.3 Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.2.4., jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

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

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

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

VIII.2.6 OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 81 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

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

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

VIII.3 DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VIII.3.1.1 Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤ 75 A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

wartość Pst nie powinna być większa niż 1,

wartość Plt nie powinna być większa niż 0,65,

wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,

względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%,
gdzie:

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

VIII.3.1.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmoniczných prądu

VIII.3.1.2.1 W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmoniczných odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 82 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- c) c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy
- d) d) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju:
komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.1.2.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤ 16 A zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorców klasy A

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, A
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,495
11	0,315
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C

Rząd harmonicznej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego
2	2
3	30λ
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
λ -współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorców klasy D

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

VIII.3.1.2.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A

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

Tablica 5.

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

VIII.4 STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1 OSD obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2 Ustalono są następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 86 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 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 podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

VIII.4.3 Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 87 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 88 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

A POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1 UWARUNKOWANIA FORMALNO – PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2017 r. poz. 220, z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) decyzji z dnia 28 lutego 2017 roku znak DRE.WOSE.4711.11.4.2017.BT (z późniejszymi zmianami) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Pilkington Polska Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji, zwanego dalej OSD,
- c) decyzji z dnia 23 lutego 2017 roku znak DRE.WOSE.4111.2.10.7.2016.2017.BT udzielającej OSD koncesji na dystrybucję energii elektrycznej Nr DEE/368/30595/W/DRE/2017/BT,
- d) taryfy OSD,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP),
- f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp (IRiESD OSDp),
- g) umowy o współpracy międzyoperatorskiej zawartej z OSDp.

A.1.2 OSD jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę Operatora typu OSDn. OSD realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSDp i OSDn o której mowa w pkt A.1.1. ppkt g). oraz zapisów pkt. A.6.

A.1.3 Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem RB, i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

A.2 ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1 IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży), umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej OSD, a w szczególności:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 89 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) procedurę zmiany sprzedawcy,
- f) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- g) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady realizacji obowiązków OSD w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej

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

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

- a) OSD,
- b) OSDn przyłączonych do sieci OSD lub przyłączonych do sieci OSD poprzez sieci należące do innych podmiotów – odbiorców lub przedsiębiorstw energetycznych,
- c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
- e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z OSD,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD,
- g) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do f) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD,
- h) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie bezpośrednich połączeń z siecią OSD.
- i) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 90 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

A.3 OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

- A.3.1 Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.
- A.3.2 OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie GUD realizację umów sprzedaży energii elektrycznej, w tym umów sprzedaży rezerwowej lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3 OSD nie uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym. OSDp - uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci OSD.
- A.3.4 Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5 POB jest wskazywany przez sprzedawcę w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.4, zaś przez URDW, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w pkt. A.4.3.2.
- A.3.6 Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7 Zmiana, o której mowa w pkt. A.3.6., skutkuje wprowadzeniem odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, URDW, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, uwzględniając zapisy pkt. E.3. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.8 Informacja o podmiotach pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, zawierających umowy sprzedaży rezerwowej lub rezerwowe umowy kompleksowe, podana jest na stronie internetowej OSD oraz udostępniana jest w siedzibie OSD.
- A.3.9 OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „Generalnymi Umowami Dystrybucji” lub GUD oraz „Generalnymi Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej” lub GUD-K),
 - b) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 91 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniących funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
- d) informacje o zasadach i formie dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży.

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

- A.4.1 OSD zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji.
- A.4.2 URDW, URDo oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSD umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URDW, URDo lub sprzedawcy.
- A.4.3 **Warunki i wymagania formalno-prawne**
- A.4.3.1 OSD z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.4, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, po:
- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - b) zawarciu przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD w przypadku zawarcia przez URDo lub URDW umowy sprzedaży energii elektrycznej,
 - c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji z OSD,
 - d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URDW) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub z OSDp.
- A.4.3.2 Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSD,
 - b) oznaczenie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSD umożliwiającą sprzedaż rezerwową, chyba że OSD sam pełni funkcję sprzedawcy rezerwowego,
 - c) określenie POB, a w przypadku URD typu wytwórcy (URDW) również zasad jego zmiany,
 - d) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórcy (URDW),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 92 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

A.4.3.3 Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania OSD zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp – na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

A.4.3.4 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD, zawiera z OSD jedną Generalną Umowę Dystrybucji (GUD), na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. Generalna Umowa Dystrybucji (GUD) reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSD oferty sprzedaży rezerwowej.

GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDp,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSD z tym URD,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a Sprzedawcą,
- e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP - Bilansowanie,
- f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy

A.4.3.5 W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSD dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Warunki zawarcia tej umowy i jej podstawowy zakres określa IRiESD OSDp.

A.4.3.6 Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania OSD musi posiadać zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp. Umowa ta powinna spełniać wymagania IRiESD OSDp, a także powinna zawierać zasady przekazywania przez OSDp na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD, dla którego OSDp realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

- A.4.3.7 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną lub usługę kompleksową URD na obszarze działania OSD, zawiera również z OSDp Generalną Umowę Dystrybucji (GUD). Umowa ta powinna spełniać wymagania IRiESD OSDp.

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

- A.5.1 OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSD, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie OSDp i postanowieniach umów dystrybucyjnych.
- A.5.2 Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych określone są szczegółowo w IRiESD – Bilansowanie OSDp.

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

- A.6.1 Podstawą realizacji współpracy OSD z OSDp w zakresie bilansowania systemu, jest zawarcie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5.
W ramach bilansowania systemu, OSDp przekazuje dane pomiarowe z obszaru OSD do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym oraz administruje rynkiem detalicznym.
OSD jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD objętych Umową, o której mowa w pkt. A.4.3.5 oraz za prawidłowe przyporządkowanie URD, przyłączonych do sieci OSD, do odpowiednich sprzedawców i POB.
- A.6.2 Szczegółowe zasady współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym oraz zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej określa IRiESD OSDp..

A.7 ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

- A.7.1 Działając na podstawie upoważnienia zawartego w umowie dystrybucyjnej OSD zawrze w imieniu i na rzecz URD, rezerwową umowę sprzedaży ze wskazanym przez URD w umowie dystrybucyjnej sprzedawcą rezerwowym, w przypadkach:
- 1) trwalej lub przemijającej utraty przez sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazany przez sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
 - 2) utraty przez sprzedawcę możliwości sprzedaży energii elektrycznej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 94 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 3) zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z IRiESD - Bilansowanie i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia do realizacji OSD przez sprzedawcę umowy sprzedaży zawartej z URD,
z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.7.2.

Zawarcie rezerwowej umowy sprzedaży następuje poprzez złożenie przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.4. Funkcję sprzedawcy rezerwowego może również pełnić sam OSD i nie jest wymagane przeprowadzenie procedury wdrożenia sprzedawcy rezerwowego.

A.7.2 OSD nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne,
- 2) wyprowadzenia URD z PPE (zakończenia na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji wraz z fizycznym odłączeniem PPE od sieci OSD).

A.7.3 Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży przez OSD, jest wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego, wybranego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.8., innego niż sprzedawca będący stroną umowy sprzedaży. Wskazanie sprzedawcy rezerwowego lub zmiana tego wskazania, może również nastąpić w zgłoszeniu umowy sprzedaży, które zostało pozytywnie zweryfikowane przez OSD.

A.7.4 W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży rezerwowej na rzecz URD, OSD złoży sprzedawcy w imieniu i na rzecz tego URD oświadczenie o przyjęciu oferty na warunkach określonych przez sprzedawcę, w tym wynikających z cennika sprzedawcy rezerwowego:

- 1) w przypadku, o którym mowa w pkt. A.7.1. ppkt. 3) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) w pozostałych przypadkach, o których mowa w pkt. A.7.1. – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 95 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- A.7.5 W terminie 5 dni roboczych od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.4., OSD wyśle URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży, w tym ceny.
- A.7.6 Rezerwowa umowa sprzedaży jest realizowana przez OSD z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.
- A.7.7 Sprzedawca zobowiązuje się powiadamiać OSD o zakończeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- A.7.8 OSD udostępni Sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.

A.8 ZASADY WYMIANY INFORMACJI

- A.8.1 Wymiana informacji między OSD i sprzedawcami odbywa się na zasadach określonych w GUD.

A.9 ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.9.1 Zasady nadawania certyfikatów ORed

- A.9.1.1 ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.
- A.9.1.2 Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV.
- Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt. A.9.1.9. ppkt. 4) - 5).
- A.9.1.3 ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej.
- A.9.1.4 W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 96 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSD będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla OSD będącego Odbiorcą ORed - jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD

A.9.1.5 Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSDp, jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSD

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.9.1.7., wystawia OSD, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego przez OSD – OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

W ww. przypadku OSD przekazuje do ODPp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.9.1.7.), wystawionego przez OSD

Za datę wydania Certyfikatu dla ORed uznaje się datę jego rejestracji przez OSDp odpowiednim systemie informatycznym OSP.

A.9.1.6 Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 2) OSD jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSD

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku operatorów systemów dystrybucyjnych to wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego operatora.

A.9.1.7 Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie

Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

A.9.1.8 Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
- 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSDp, zgodnie z kodyfikacją danego OSDp, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.9.1.3.;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 97 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSDp i OSDp do OSP,
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
 - c) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - d) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - e) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - f) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp lub OSD w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.9.1.8. ppkt. 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - g) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed (lub upoważniony przez niego podmiot), przyłączony do sieci OSD może złożyć do OSD wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD. Na każde żądanie OSD Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.9.1.9 Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
- 5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSP w trybie dobowym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 98 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

A.9.1.10 Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.9.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSD. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku OSD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.9.1.11 OSD dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.9.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.10.1.7.) do OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSDp Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu.

OSD przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp – na zasadach i w trybie określonym w IRiESD OSDp.

OSD odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.9.1.9.

A.9.1.12 W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSD, przekazuje on ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania,

w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.9.1.13 Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.9.1.9., OSDp upoważniony przez OSD rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.9.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatowi dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

A.9.1.14 Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.9.1.13.;
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej w sieci dystrybucyjnej OSD;
- 3) dane Odbiorcy w ORed (nazwa, adres);
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp (OSD występuje do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego operatora zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) datę wydania Certyfikatu;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 99 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);

A.9.1.15 W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSD. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.9.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSD, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.9.1.16 W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A.9.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do OSD. OSD niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSDp.

A.9.1.17 Wygaszenie Certyfikatu dla ORed następuje na zasadach określonych w IRiESD OSDp w następujących przypadkach:

- 1) o którym mowa w pkt. A.9.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy odpowiednio OSDp albo OSD pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.9.1.9. ppkt. 2) - 5);
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji do Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed do OSP.

A.9.1.18 W sprawach nieuregulowanych stosuje się zasady określone w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.9.2 Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.9.2.1 Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.9.2.2 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 100 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

A.9.2.3 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:

- 1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD w trybie i formie określonej w IRiESD OSDp.

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.9.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej OSDp i OSD

A.9.2.4 OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

A.9.2.5 OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh – na zasadach i w trybie określonym w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.9.2.6 Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1 Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URDo lub podmiotu przyłączonego do sieci OSD. Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSD i opublikowany na stronie internetowej OSD.

B.2 Dla URDO posiadającego umowę kompleksową, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URDO wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.1., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URDO (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD) obejmującego zgodę URDO na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

- a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
- b) taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,
- c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 101 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

Z dniem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa powyżej, następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URDO i OSD, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. W takim przypadku OSD, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, przekazuje sprzedawcy upoważnionemu przez URDO potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Na każde żądanie OSD, sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD, oryginału oświadczenia URDO, o którym mowa powyżej albo kopii tego oświadczenia, której zgodność z oryginałem zostanie stwierdzona przez upoważnionego pracownika Sprzedawcy, w terminie do 7 dni od dnia otrzymania żądania.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny ustalony między OSD i sprzedawcą sposób.

- B.3 W przypadku URDw, umowa dystrybucji jest zawierana na wniosek, złożony na wzorze, o którym mowa w pkt. B.1. po wskazaniu POB przez URDw.
- B.4 OSD w terminie do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy wysyła:
- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji, albo
 - umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o świadczenie usług dystrybucji.

- B.5 Podpisana jednostronnie przez URDo umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez OSD uzgodnionej przez OSD i URDo, winna zostać dostarczona do OSD nie później niż do dnia otrzymania przez OSD powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.2.
- B.6 Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, po wypełnieniu procedury, o której mowa w rozdziale D lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
- B.7 W przypadku zawarcia przez URDO z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.
- B.8 W przypadku zawarcia przez URDO z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z OSD, której stroną był ten URDO. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.
- B.9 Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii określa rozdział D.
- B.10 W przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.9.
- B.11 W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.9

C ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

- C.1 OSD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRiESP. W pozostałym zakresie administrowanie danymi pomiarowymi odbywa się przy współpracy z OSDp.
- C.2 Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:
- wdrażanie, eksploatacja i rozwój – systemów automatycznej rejestracji danych (LSPR), służących pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,
 - wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - udostępnianie OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD – przy współpracy z OSDp - danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 103 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w pkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach

C.3 OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej. OSD pozyskuje te dane w postaci:

- a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci OSD w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,

- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością, wynikająca z własności urządzeń pomiarowych i stosowanych systemów. Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w powyższym pkt. a) OSD pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w powyższym pkt. b) OSD pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

C.4 OSD wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.2.c) i C.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.5 OSD wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt. C.4., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
- b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
- d) standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w pkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 104 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- C.6 Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.7 W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia okresu poprzedzającego awarię lub ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia następnego po awarii.
- C.8 W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez OSD wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:
- dla danych o których mowa w pkt. C.3 a):
 - współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej.
 - dla danych o których mowa w pkt. C.3 b):
 - odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez OSD, lub
 - ostatniego posiadanego przez OSD odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSD posiada odczytane wskazania.
- Rzeczywiste dane pomiarowe OSD udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSD, OSD wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:
- po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 105 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

ii. po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez OSD, OSD informuje o tym fakcie sprzedawcę.

- C.9 Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.10 W pozostałych sprawach nieuregulowanych stosuje się postanowienia IRiESD OSDp oraz IRiESP.
- C.11 URD, Sprzedawcy oraz OSDp oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD - Bilansowanie.

D PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

D.1 WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1 Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2 Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD lub GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z OSD.
- D.1.3 Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD najpóźniej na dzień zmiany sprzedawcy.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać wymagania określone w pkt. II.4.7. IRiESD za wyjątkiem URDo zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1., dla których OSD może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 106 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w II.4.7. IRiESD nie dotyczy również rozdzielenia umowy kompleksowej.

- D.1.4 Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URDo przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielenia umowy kompleksowej również na podstawie:

- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URDo na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSD najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSD.
- 2) ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSD posiada odczytane wskazania, w przypadku braku możliwości dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1 lub jego negatywnej weryfikacji przez OSD.

- D.1.5 Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

- D.1.6 Na dzień zmiany sprzedawcy URDo bezwzględnie musi mieć zawartą z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji. Powyższe nie dotyczy przypadku zmiany sprzedawcy w oparciu o umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych (o ile tacy zostaną przyłączeni do systemu).

- D.1.7 URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę, zgodnie z pkt. C.5.

- D.1.8 Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 107 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- D.1.9 Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1.
- D.1.10 URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.

D.2 ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

- D.2.1 Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URD powiadamia OSD o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia.
Powiadomienie jest zgłaszane do OSD w formie papierowej, a z chwilą wdrożenia za pomocą dedykowanego oprogramowania lub systemu wymiany informacji. Odmienny system powiadomień może wynikać z postanowień GUD.
- D.2.2 Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRIESD.
Wzór formularza powiadomienia stosowany przez OSD zamieszczony jest na stronie internetowej. Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu powiadomienia. W przypadku zgłoszeń dokonywanych poprzez dedykowane oprogramowania lub systemy wymiany informacji dopuszcza się załączenie ww. dokumentów w formie elektronicznej – skan, o ile Strony w zawartej Umowie GUD lub GUD-K uzgodniły taką formę przekazywania dokumentów.
- D.2.3 Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej winno być dokonane na co najmniej 21-dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD:

- Powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji, w sytuacji, gdy nie jest to umowa kompleksowa.
- Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSD. OSD poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 108 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- D.2.4 Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD do dokonania powiadomienia OSD, o którym mowa w pkt. D.2.1., w imieniu URD oraz złożyć OSD oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.5 Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym przez OSD z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych.
- D.2.6 Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do powiadomienia OSD, nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym URDo lub przedłużeniu obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do IRIESD.
- D.2.7 Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- D.2.8 W przypadku niedotrzymania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej terminu, o którym mowa w pkt. D.2.6. lub D.2.7. uznaje się, że sprzedaż energii elektrycznej do URDo jest nadal prowadzona przez obecnego Sprzedawcę na dotychczasowych warunkach. OSD będzie realizowała dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową – do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSD od Sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym zostanie dokonane zgłoszenie nowych warunków umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.6. lub zgłoszenie określone w pkt. D.2.1.

D.3 PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

- D.3.1 URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci niskiego napięcia (o ile tacy odbiorcy zostaną przyłączeni do systemu).
- D.3.2 URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 109 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- D.3.3 Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży.
- D.3.4 W dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD.
- D.3.5 Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSD, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.2.1.
- D.3.6 OSD w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
- Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z OSD, oświadczenia, o którym mowa w pkt. B.2.
- D.3.7 Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, OSD informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.
- Listę kodów określających braki i błędy określa załącznik nr 4 do IRiESD.
- D.3.8 Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem D.1.3., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.
- D.3.9 OSD, w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.6. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 4 do IRiESD.
- D.3.10 W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z OSD umowę dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.

- D.3.11 OSD przekazuje do URDo informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

E ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1 Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD - Bilansowanie OSDp oraz IRiESP - Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD;
- b) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD.

URDo wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URDo.

- E.2 POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URDw jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub URDw, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.3 Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URDw POB, skutkuje jednoczesnym zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URDw i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URDw przez POB na obszarze działania OSD.

F ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- F.1 OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

- F.2 Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronie internetowej OSD,
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
- c) w siedzibie OSD.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej OSD.

- F.3 Na zapytanie uczestnika rynku, a w szczególności odbiorcy, złożone następującymi drogami:
- a) osobiście w siedzibie OSD,
 - b) listownie na adres OSD
 - c) pocztą elektroniczną,
 - d) faksem,
 - e) telefonicznie,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 111 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

OSD udziela szczegółowych informacji w formie ustnej lub pisemnej następującymi drogami:

- a) w siedzibie OSD,
- b) listownie na adres wskazany przez odbiorcę,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie.

W przypadku złożenia zapytania odbiorcy osobiście w siedzibie lub pisemnie OSD udziela odbiorcy odpowiedzi w formie oczekiwanej przez odbiorcę.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej OSD.

OSD udziela odpowiedzi na zapytanie pisemne w terminie nie później niż 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia zapytania.

F.4 OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego
- c) procedurze zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.5 OSD zamieszcza na fakturach za świadczone usługi dystrybucyjne dane kontaktowe w zakresie obsługi klienta, takie jak: adres e-mail, numer telefonu oraz faksu.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 112 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

G ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1 OSD określa standardowe profile zużycia (profile) z zachowaniem należytej staranności na podstawie zmienności obciążeń dobowych odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowanych zestawiono w tab. T.1, zaś godzinowe profile wyznaczone w jednostkach względnych zamieszczono w tab. T.2.
- G.2 OSD sukcesywnie wraz z rozwojem systemu automatycznej rejestracji danych będzie dokonywał zmian standardowych profili zużycia (profile) z zachowaniem należytej staranności na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD. Zmiany profili będą dokonywane w trybie Kart aktualizacyjnych do IRiESD. W przypadku przyłączeni do systemu odbiorców w gospodarstwach domowych – nastąpi również uzupełnienie profili.
- G.3 Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, OSD na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.4 Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD.
- G.5 W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej, o których mowa w pkt. G.4.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 113 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Tablica T.1.

Wykaz profili zużycia dla odbiorców profilowych

Nazwa profilu	Zakwalifikowanie odbiorcy
Profil C11	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: — moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW — zasilanie 1, 3-faz — licznik jednostrefowy
Profil C12a	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: — moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW — zasilanie 1, 3-faz — licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt)
Profil C12b	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: — moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW — zasilanie 1, 3-faz, — licznik dwustrefowy (dzień i noc)

Tablica T.2.

Profile zużycia energii

PROFIL			
Godzina doby	C11	C12a	C12b
1	2,95	3,13	4,12
2	2,82	3,02	3,93
3	2,72	2,97	3,87
4	2,66	2,89	3,76
5	2,63	2,74	3,68
6	2,80	2,81	3,64
7	3,12	3,19	3,77
8	3,58	3,59	4,19
9	4,29	4,02	4,44
10	5,04	4,44	4,64
11	5,55	4,69	4,63
12	5,83	5,07	4,72
13	5,94	5,28	4,72
14	5,86	5,40	4,91
15	5,72	5,42	4,84
16	5,53	5,39	4,55
17	5,34	5,33	4,21

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 114 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

18	4,96	5,18	3,88
19	4,49	4,89	3,78
20	4,12	4,66	3,77
21	3,89	4,48	3,82
22	3,68	4,24	3,95
23	3,40	3,80	4,07
24	3,15	3,37	4,11
Razem	100	100	100

H POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1 Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.
- H.2 Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową lub mailową) lub ustnej (osobiście i telefonicznie). Reklamacje powinny być składane do siedziby OSD
- H.3 OSD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt. A.1.1.:
- 1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
 - 2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
 - 3) powiadamianie, z co najmniej 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 – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - 4) informowanie na piśmie z co najmniej:
 - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

- b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu.

H.4 Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
- c) zgłaszane żądanie;
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a-d nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSD.

H.5 OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSD usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSD,
- b) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSD we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w sposób określony w pkt. H.2.

H.6 Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. H.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy siedziby OSD odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 116 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07. 2017r.

- H.7 OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.
- H.8 Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie, nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- H.9 Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1 OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- I.2 OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.3 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- I.4 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 117 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD i stosowanej w sprawach nieuregulowanych IRiESD –OSDp - przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESD OSDp	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość) – OSDp
IRiESD-Bilansowanie OSDp	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi - OSDp
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 118 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MBZW	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
PMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
Plt	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, zgodnie ze wzorem:

$$P_H = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{H_i}^3}{12}}$$

gdzie: i – rząd harmonicznej

Pst	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
RB	Rynek Bilansujący
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$TDH = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} U_i^2}$$

gdzie: i – rząd harmonicznej,

U_i – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URBBIL	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URBGE	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URBW	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URBO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URBSD – odbiorca sieciowy • URBOK – odbiorca końcowy
URBPO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 120 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	do sieci OSDn
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URDW	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 121 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
Energia	Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (rMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w rMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 122 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Generalna Umowa Dystrybucji

ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.

Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy, której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD w gospodarstwach domowych, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

Główny punkt odbioru energii

Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.

Grafik obciążeń

Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.

Grupy przyłączeniowe

Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

- a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- b) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- d) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub

prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

e) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

f) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony lecz nie dłuższy niż rok.

Jednostka grafikowa

Zbiór Rzeczywistych lub Wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej.

Jednostka wytwórcza

Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

Koordynowana sieć 110 kV

Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,

Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Łącze niezależne

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 124 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.

Moc osiągalna jednostki wytwórczej

Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych potwierdzona testami.

Moc przyłączeniowa

Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna

Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 minutowych, albo

b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej nie będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny.

Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej

Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe

Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane

Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

Nielegalne pobieranie energii elektrycznej

Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Niebilansowanie

W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.

Normalny układ pracy sieci

Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.

Normalne warunki pracy sieci

Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych:

a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,

b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 127 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 128 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	węzle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSD.
Operator	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego Operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 129 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

	przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, które w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 130 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

dostarczania energii elektrycznej.

Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.

Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania OSD, gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
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.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu dystrybucyjnego.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.

Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
THFF	Współczynnik zakłóceń harmoniczných telefonii.

Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
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 rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.

Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 135 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK
WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH JAK I PRZYŁĄCZONYCH DO
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD**

POSTANOWIENIA OGÓLNE

1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD oraz podlegających modernizacji.
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.
3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
4. Moc zwarciorowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
5. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
6. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSD i w obecności jego przedstawiciela.
7. W pozostałym zakresie dotyczącym szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych stosuje się postanowienia IRiESD OSDp.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 137 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD

1. WSTEP

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 2.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSD, podanych w Rozdziale 7.
- 2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
- a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
 - b) stan przewodów i ich osprzętu,
 - c) stan podwieszonej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
 - d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
 - e) stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
 - f) stan izolacji linii,
 - g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
 - h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
 - i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
 - j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
 - k) wpływ działania wód lub osiadania gruntu na konstrukcje linii.
- 2.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:
- a) stan głowic kablowych,
 - b) stan złączy kablowych SN,
 - c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
 - d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 138 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

- f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. 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.
- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.8. Podczas przeprowadzania oględzin 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 schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
 - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
 - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
 - l) działanie łączów teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
 - n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
 - o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.
- 2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
 - b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
 - e) stan baterii kondensatorów,
 - f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
 - g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczeów i układów automatyki łączeniowej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 139 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

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

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.
- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone odrębnymi wymaganiami i przepisami,
 - d) konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 140 z 145	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTRO-ENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
- a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i modernizacji,
 - g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
 - h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
 - i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

- 5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.
- 5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:
- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
 - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTRO-ENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.1. Modernizacje urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych modernizacji.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 141 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

7. CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTRO-ENERGETYCZNYCH

L.p.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV (o ile takie występują w systemie lub zostaną przyłączone)	Nie rzadziej niż raz w roku
2	Linii napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
3	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV (o ile takie występują w systemie lub zostaną przyłączone)	Nie rzadziej niż raz w roku
4	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
5	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą (o ile takie występują w systemie):	
	W skróconym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na dobę.
	W pełnym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na pół roku.
6	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: (o ile takie występują w systemie):	
	W skróconym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na kwartał.
	W pełnym zakresie.	Nie rzadziej niż raz na pół roku.
7	Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	Wewnętrzne	Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	Napowietrzne	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Zawartość formularza powiadomienia OSD przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia.
2.	Miejscowość.
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez OSD (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP).
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (Odbiorcy):
5.1.	nazwa,
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu,
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców).
6.	Dane punktu poboru:
6.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy,
6.3.	miejscowość,
6.4.	ulica,
6.5.	nr budynku,
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru.
6.7.	nr działki (w przypadku braku administracyjnego numeru budynku)
7.	Data rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży/umowy kompleksowej.
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży/umową kompleksową w podziale na poszczególne punkty PPE w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości lub gdy podana wartość odbiega od historycznego zużycia zostanie ona określona przez OSD i traktowana według takich samych zasad jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSD nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB do którego ma być przypisany URD
10.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza).
11.	Parametry techniczne dostaw dot. umów kompleksowych
11.1.	Moc umowna
11.2.	Grupa taryfowa zgodnie z Taryfą OSD
11.3.	Miejsce rozgraniczenia własności

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 143 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

11.4.	Miejsce dostarczania energii
-------	------------------------------

Załącznik nr 4

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD lub GUD-K pomiędzy OSD a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiaroworozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacja negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 144 z 145
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

2. Przyczyna aktualizacji:

.....

.....

3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

.....

.....

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

Nr punktu	Aktualna treść
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	

Podpisy osób zatwierdzających
aktualizację IRiESD

.....

.....

.....

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
Zatwierdzono w dniu 04.07.2017r.	strona 145 z 145 Data obowiązywania: Od 04.07.2017r.

