



H. Cegielski – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.

ul. 28 Czerwca 1956 nr 223/229
61-485 Poznań

www: www.energocentrum.hcp.com.pl email: ecex@hcp.com.pl

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Zatwierdzam:

PREZES ZARZADU
DYREKTOR
Grzegorz Sroka

Tekst obowiązujący od dnia: 1.01.2014

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	13
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	14
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	14
II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	20
II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	22
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	50
II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓLPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	54
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	54
III.1. PRZEPISY OGÓLNE	54
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	56
III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	56
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	56
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	57
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	59
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	59
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	60
III.9. OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA	60
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	60
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	61
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	61
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE.	61
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	63
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.	63
V. WSPÓLPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	68
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	71
VI.1. OBOWIĄZKI OSD	71
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	72
VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	72
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	73
VI.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	73
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	74
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	75
VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	76
VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD	76
VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	77
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	78

VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	78
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	78
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.	85
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	88
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	89
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO - PRAWNE	89
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	90
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	91
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	92
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	95
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDN Z OSDP W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM	96
A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB ŚWIADCZENIA REZERWOWEJ USŁUGI KOMPLEKSOWEJ	96
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	99
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	100
D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	102
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	109
F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	109
G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	111
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	114
I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.	116
I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW	116
I.2. POJĘCIA I DEFINICJE	119

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych jak i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.	Str. 145
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez OSD.	Str. 145
Załącznik nr 3	Zawartość formularza powiadomienia OSD przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej .	Str. 152
Załącznik nr 4	Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych	Str. 153
Załącznik nr 5	Karta aktualizacji	Str. 154

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o. (zwane 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 połączenie 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:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998 r., nr 21 poz. 94 z późniejszymi zmianami),
 - Decyzji z dnia 13 grudnia 2011 roku znak DPE -4711-21(7)/2010/2011/340/KJu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
 - Decyzji z dnia 10 października 2008 roku znak DEE/79/340/W/2/2008/PJ udzielającej H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
 - określone w opracowanej przez Operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - określone w opracowanej przez Operatora systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) – ENEA Operator Sp. z o.o. – do którego przyłączona jest sieć dystrybucyjna OSD - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD OSDp),
 - ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623 z późniejszymi zmianami).
- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 5 z 146	
Ustalono w dniu 23. grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



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 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 6 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSD,
- 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 i wyższym 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 i wyższym,
- 5) wytwórców posiadający 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,
- 2) eksploatację, konserwację i modernizacje 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 7 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

dystrybucyjnej,

- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 8 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych,
 - 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.
- 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 – ENEA Operator Sp. z o.o.
- I.1.10. 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.1.11. OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 9 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



- I.1.12. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD ustalone 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.1.13. Ustalenie IRiESD oraz każda zmiana IRiESD jest poprzedzone procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.14. W zależności od potrzeb, OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa lub zmian IRiESP lub IRiESD OSDp – wymagających dostosowania IRiESD. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.15. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - zakres aktualizacji IRiESD,
 - nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.
- Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.
- I.1.16. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - 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.1.17. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.18. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- dokonyje analizy otrzymanych uwag,
 - w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - ustala ostateczną wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji –

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 10 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

uwzględniającą uzasadnione zgłoszone uwagi.

- I.1.19. Ustalona 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.1.20. W zakresie nieuregulowanym w IRiESD lub w zakresie wskazanym w niej – stosuje się zapisy IRiESD OSDp oraz IRiESP.
- I.1.21. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 11 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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,
- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 12 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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:
- przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 13 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



- 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. Przyłączenie 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, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 14 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



- 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 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;
- 10) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 15 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



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.

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 określa OSD. Wzory wniosków 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, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 16 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

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 przyłączyć 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 17 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 porażień w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- o) możliwość dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 18 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- II.1.13. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.14. 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) 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,
 - 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.1.15. OSD ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci, układów pomiarowych i układów pomiarowo-rozliczeniowych w zakresie spełnienia wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia stanowiących element umowy.
- II.1.16. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.15, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 19 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



wykonawcze do tej ustawy.

- II.1.17. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, 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 3 miesięcy od daty wprowadzenia IRiESD.
- II.1.18. 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.1.19. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSD dane określone w art. 16 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.20. 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.
- 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,
 - 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 20 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 21 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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, WSTRZYMIWANIA 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 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 22 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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,
- 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.1.15, OSD stwierdzi, że:

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

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

II.3.2.2 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 23 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 24 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 25 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 26 z 146	
Ustalono w dniu 23. grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 Czasy 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 27 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- II.4.5.1.8 Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia 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 groźących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.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.
- 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 wyłączenia.
- 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 rozdzielnicach 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 28 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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) A1 (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 wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

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 zwarcowego, 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 29 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,

2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,

3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,

5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.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.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.2.1.6. 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 zwarciove,

2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 30 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

II.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 zwarciove 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 wyłączenia 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:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 31 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 wyłączenia 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 wyprowadzeniach,

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 AWSCz 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 32 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

blokadę zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa OSD:

- 1) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojennych 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 harmoniczych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

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 uziemniającego.

II.4.5.2.6. Wymagania dla automatów zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.2.6.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 33 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

II.4.5.2.6.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia 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 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 34 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 35 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 należytym 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) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 36 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 znaczny czas. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemekhaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez 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 telemekhaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uzemienników,
- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 37 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

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-Bilansowanie 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 Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych i 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 z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD, przy czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego podlega weryfikacji przez OSD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G1 niniejszej IRiESD, dla których OSD może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 38 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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, 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 39 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

- 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 OSDp 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 7 kategorii:
- a) 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,
 - b) 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),
 - c) 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),
 - d) 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),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 40 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- e) 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 mniejszym niż 200 MWh,
- f) 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,
- g) 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:

- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 41 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

świadczeń 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 wymagane jest 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., B1, B2, B3, B4, B5, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 42 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 zafałszowanie 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 właścicielu układu pomiarowego.
- 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”).
- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 43 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 umożliwi 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.4.7.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.**
- II.4.7.2.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 44 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 45 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>



- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii 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.

II.4.7.2.3. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 46 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.4.7.2.4. 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.4.7.2.5. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 47 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 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.4.7.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.7.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) OSD w przypadkach 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.4.7.3.2. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 48 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 49 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



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. 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.

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 50 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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 zwarciovowy.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 51 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>



- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy
- m) znamionowa moc pozorną jednostki wytwórczej,
- n) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- o) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- p) 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 podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza – transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka.

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:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 52 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 53 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin 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.
- 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, jeżeli spełnia wymagania ustawy – Prawo energetyczne w tym zakresie.
- 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 samorzady województw OSD może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.
- 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 – według wymagań OSP.

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:
- niezawodności współdziałania z siecią,
 - bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
 - zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 54 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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:
- przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
 - przebiegiem zabiegów eksploatacyjnych,
 - przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofaniem z eksploatacji,
 - dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - przebiegiem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- 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 należyłym 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 55 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

przeглядów, 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 oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 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.
- 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 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 56 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

- dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- dla urządzeń – dokumentację techniczną.

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

- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać 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.:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 57 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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 właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 58 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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.
- 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 sieci w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 59 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 PRZECIWPÓŻAROWA

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.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 60 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 społecznego,
- 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 61 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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.
- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 62 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 nJWCD,
- 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,

IV.3.2. Tryb normalny

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 63 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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 jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:
- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
 - bezpieczeństwa osób,
 - 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:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 64 z 146	
Ustalono w dniu: 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,

d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

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

- a) przygotowanie przez 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 65 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 66 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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, 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 67 z 146
Ustalono w dniu 23. grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

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.3. 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.4. Zasady i zakres współpracy OSDp z operatorem systemu dystrybucyjnego,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 68 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.7. 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.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.9. Podmioty SN przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, 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.10. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich OSDp ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 69 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- V.11. 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.12. 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 oraz aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej oferujących sprzedaż tej energii w przypadku zaprzestania sprzedaży przez wybranego przez odbiorcę sprzedawcę
 - b) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,
 - c) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.
- V.13. OSD – jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:
- 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
 - 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; 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 70 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

VI.1.3. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 71 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej.
- VI.3.7. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 72 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ 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 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 NORMALNE 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 73 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - 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.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. OSD opracowuje plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - 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 10 dni kalendarzowych 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.VI6.8.
- VI.6.8. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 74 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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,
 - 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 10 dni kalendarzowych – dla 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. Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 75 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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. 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.
- VI.8.3. 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.8.4. 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.8.5. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.6. 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, wytwórca 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 76 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 następujące 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.

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. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi odbywa się na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 77 z 148	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.
- VII.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa OSD.
- VII.3. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekrozoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.
- VII.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSD powinny spełniać wymagania określone w „Wytycznych do budowy systemów elektroenergetycznych” - o ile takie zostały określone przez 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:
- napięcia znamionowe,
 - częstotliwość znamionowa.
- 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 odchyień

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 78 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 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 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Nie będące krotnością 3		Będące krotnością 3		Rząd harmoniczny (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (U_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 79 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

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

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach jest pobieranie przez odbiorcę mocy 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;
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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 80 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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,
- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 81 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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 harmonicznym prądu

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

a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,

c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy

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

VIII.3.1.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 82 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorców klasy A

Rząd harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, 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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, 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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej wyrażony w % harmoniczej 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 84 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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

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

Tablica 5.

Rząd harmonicznej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu 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. Ustalone 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 85 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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:
- c) 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,
 - d) 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,
 - e) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni 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) 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 86 z 148	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

VIII.4.3. Na ządanie 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 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 88 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiazywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>



Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie sieci i zarządzania procedurami przyłączenia i handlowania systemu dystrybucyjnego OSD oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- 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.

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 90 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 2012 r., poz. 1059, ze zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) Decyzji z dnia 13 grudnia 2011 roku znak DPE – 4711-21(7)/2010/2011/340/KJu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o. - Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
- c) Decyzji z dnia 10 października 2008 roku znak DEE/79/340/W/2/2008/PJ udzielającej H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 89 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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.

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, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej 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 URD_w, 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 91 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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, URD_w, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, uwzględniając zapisy pkt. E.3..
- A.3.8. Informacja o sprzedawcach, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1) lit. b) (zwanym dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej OSD.
- A.3.9. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- 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),
 - informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - 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,
 - 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. URD_w, URD_o 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 URD_w, URD_o 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 92 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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 lub Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej z OSD,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URDw) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz art. 5 ust. 2a. ustawy Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) wskazanie POB, oraz zasad jego zmiany – w przypadku URD typu wytwórcy (URDw),
- b) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórcy (URDw),
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Poboru Energii (PPE).

A.4.3.3. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania OSD zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSD z POB spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2 ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać elementy wymagane do prawidłowej realizacji bilansowania handlowego sprzedawców lub wytwórców.

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną lub usługę kompleksową URD na obszarze działania OSD, zawiera z OSD Generalną Umowę Dystrybucji (GUD) lub Generalną Umowę Dystrybucji, której przedmiotem jest świadczenie usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy).

Generalne Umowy Dystrybucji, o których mowa powyżej, regulują kompleksowo stosunki pomiędzy Podmiotem jako Sprzedawcą a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną albo świadczyć usługę kompleksową. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego na zasadach określonych w GUD.

Umowa ta spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2, ust. 2a punkt 3 ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 93 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych,
- b) warunki umożliwiające realizację zawartych przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową z tym Sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD oraz umów dystrybucji zawartych przez OSD z URD,
- g) zasady realizacji przez OSD pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URDo,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez OSD dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych dotyczących zużycia energii elektrycznej, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- l) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- m) zasady rozwiązania 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. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 94 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSD oraz OSDp,
- b) zgodę OSD na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSDp,
- c) oświadczenie OSD o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSD - w przypadku gdy do realizacji umów sprzedaży zawartych przez URD z obszaru OSD niezbędne jest uczestnictwo w centralnym mechanizmie bilansowania,
- d) dane o posiadanych przez OSD i OSDp koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD i OSDp oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD OSDp,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSD,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych.

- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 95 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

OSDp.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD_n Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

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 określa IRiESD OSDp.

A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB ŚWIADCZENIA REZERWOWEJ USŁUGI KOMPLEKSOWEJ

A.7.1. OSD zawrze w imieniu i na rzecz URD umowę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową, jeżeli Sprzedawca nie rozpoczął lub zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej z następujących przyczyn:

- 1) trwałej lub przemijającej utraty przez Sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazany przez Sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
- 2) niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia do realizacji OSD przez Sprzedawcę obowiązującej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URD,
- 3) z innych przyczyn - z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.7.2.

Rezerwowa umowa kompleksowa może być zawarta przez OSD dla URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu do 1 kV (o ile tacy odbiorcy zostaną przyłączeni do systemu), którzy mają zawarte umowy kompleksowe.

A.7.2. OSD nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach określonych w ustawie – Prawo energetyczne i w IRiESD,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 96 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 2) zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, z zastrzeżeniem pkt. A.7.3.

A.7.3. W przypadku, o którym mowa w pkt. A.7.2. pkt. 2, OSD informuje URD o braku zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej i wzywa URD do przedstawienia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Jeżeli URD nie przedstawi nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, OSD zaprzestaje dostarczania energii do URD. Jeżeli URD przedstawi nową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, OSD zawiera rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową z mocą od dnia zakończenia dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, a przyjęcie do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej następuje zgodnie z zasadami zawartymi w IRiESD.

A.7.4. Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej przez OSD jest wskazanie przez URD w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD lub udzielenie OSD przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze Sprzedawcą pisemnego pełnomocnictwa, w którym URD wskaże wybranego przez siebie z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.8., sprzedawcę rezerwowego. Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania OSD tego pełnomocnictwa w formie elektronicznej (skan) wraz ze zgłoszeniem umowy kompleksowej do realizacji. Jednocześnie Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania OSD oryginału powyższego upoważnienia, na każde żądanie OSD najpóźniej w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania.

A.7.5. Jeżeli OSD stwierdzi, że zaistniała którakolwiek z przyczyn wskazanych w pkt. A.7.1., a URD:

- 1) nie udzieli pełnomocnictwa w sposób określony w pkt. A.7.4., albo
- 2) nie wskaże sprzedawcy rezerwowego w sposób określony w pkt. A.7.4., albo
- 3) wybrany sprzedawca rezerwowy nie zawrze lub nie będzie mógł zrealizować rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej,

to - OSD zawrze w imieniu URD rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą wykonującym na jego obszarze zadania sprzedawcy z urzędu na podstawie upoważnienia zawartego w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej. Sprzedawca na żądanie OSD przekaze mu wyciąg z umowy kompleksowej z takim upoważnieniem nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 97 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- A.7.6. W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez Sprzedawcę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej na rzecz URD OSD w terminie 5 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przyczyn wymienionych w pkt. A.7.1. złoży Sprzedawca w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu oferty rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.
- A.7.7. W terminie 10 dni kalendarzowych od złożenia Sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.6., OSD zawiadomi na piśmie URD o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, maksymalnym okresie obowiązywania umowy i prawie URD do wypowiedzenia umowy oraz o miejscu opublikowania przez Sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny.
- A.7.8. Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa wchodzi w życie od dnia zaistnienia przesłanki jej zawarcia.
- A.7.9. Z zastrzeżeniem pkt. A.7.10. i A.7.12., rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z chwilą:
- 1) ustania przyczyny jej zawarcia,
 - 2) z dniem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na podstawie nowej umowy kompleksowej, zawartej przez URD z innym sprzedawcą podstawowym,
- jednak nie później niż po upływie dwóch miesięcy od dnia, w którym weszła w życie, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego.
- A.7.10. Jeżeli rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa została zawarta z przyczyny opisanej w pkt. A.7.1. lit. 1), ulega ona rozwiązaniu z chwilą ustania takiej przyczyny, o ile Sprzedawca lub wskazany przez niego POB ponownie zaczął działać na rynku bilansującym przed upływem 21 dni kalendarzowych od dnia zaprzestania działania na tym rynku.
- A.7.11. OSD niezwłocznie, nie później niż w ciągu 1 dnia roboczego od ustania przyczyny zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej informuje o tym fakcie Sprzedawcę rezerwowego.
- A.7.12. Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa może zostać w każdym czasie wypowiedziana w formie pisemnej przez URD z zachowaniem 14-dniowego okresu wypowiedzenia. Sprzedawca jest zobowiązany do powiadomienia OSD o wypowiedzeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 2 dni roboczych od otrzymania wypowiedzenia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 98 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- A.7.13. Sprzedawca będzie każdorazowo informował OSD o zaprzestaniu obowiązywania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej z URD, a OSD udostępni Sprzedawcy odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej.
- A.7.14. Sprzedawcą rezerwowym może być również OSD, który jednocześnie prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną – na zasadach przewidzianych w niniejszym rozdziale i zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne i postanowieniami umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD.

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 upoważnionego przez niego sprzedawcę lub podmiotu przyłączanego do sieci OSD.
- B.2. W przypadku URDo, umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed dniem złożenia do OSD powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, którą URDo zawarł z wybranym sprzedawcą, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. oraz D.3.5., dla których to przypadków umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed datą rozpoczęcia świadczenia usług dystrybucji. Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikające z zawartej przez URDo umowy dystrybucji, następuje z datą wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo i nowego Sprzedawcę umowy kompleksowej w gospodarstwie domowym (o ile tacy odbiorcy zostaną przyłączeni do systemu).
- B.3. W przypadku URDw, umowa dystrybucji jest zawierana po wskazaniu POB przez URDw, z którym URDw zawarł stosowną umowę.
- B.4. OSD wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie:
- 1) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo będących odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (o ile tacy odbiorcy zostaną przyłączeni do systemu),
 - 2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URDo, lecz nie później niż na 4 dni przed wejściem w życie zmiany sprzedawcy.
- B.5. Podpisana przez URDo lub upoważnionego pełnomocnika umowa dystrybucji, w treści zaproponowanej przez OSD i uzgodnionej przez OSD i URDo, winna zostać dostarczona do OSD nie później niż w dniu otrzymania przez OSD powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.2. określa pkt. D.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 99 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- B.7. 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.6.
- B.8. 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.6.
- B.9. Sprzedawca zawiera umowę kompleksową z URDo na podstawie wydanego przez OSD potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.
- B.10. Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów dostaw, o których mowa w pkt. B.9. OSD wydaje na wniosek Sprzedawcy w oparciu o dostarczone pełnomocnictwo URDo.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 100 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 101 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

przyporządkowany standardowy profil zużycia.

- 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 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 braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD w procesie udostępniania danych pomiarowych wykorzystuje dane wyznaczone zgodnie z IRiESD, pozyskane lokalnie, albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- 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 URD o przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 102 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.

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 dokonano przez URDo na dzień zmiany sprzedawcy i przekazano 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.

OSD przekazuje dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy wyznaczone na dzień zmiany sprzedawcy dane pomiarowe odbiorcy, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, umożliwiające dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą, nie później niż w okresie 35 dni kalendarzowych od dnia dokonania tej zmiany.

- D.1.5. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 103 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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

- D.2.1. URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca zgłasza do OSD w formie powiadomienia informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej 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.

- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 104 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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

- D.2.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej 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, a w przypadku gdy zmiana dotyczy zaprzestania sprzedaży (z wyłączeniem: zmiany sprzedawcy lub w przypadku wstrzymania przez OSD dostawy energii elektrycznej do URD na wniosek Sprzedawcy) nie później niż na 5 dni roboczych przed zakończeniem sprzedaży energii elektrycznej URD.

- D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do powiadomienia OSD, nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do IRiESD.

- D.2.6. Sprzedawca zobowiązany jest do potwierdzenia OSD, nie później niż na 30 dni kalendarzowych przed datą zakończenia obowiązywania umów zawartych na czas określony, braku sprzedaży energii po dacie zakończenia obowiązywania umowy.

- D.2.7. W przypadku potwierdzenia przez Sprzedawcę, o którym mowa w pkt. D.2.6., zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo OSD, w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania od Sprzedawcy powyższego potwierdzenia, informuje URDo o braku możliwości dostarczania energii elektrycznej po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 105 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

OSD informuje również o konieczności zawarcia i zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej w trybie zgodnym z IRiESD. W przypadku niedopełnienia powyższego przez URDo OSD wszczyną procedurę odłączenia dostawy energii elektrycznej.

- D.2.8. W przypadku braku powiadomienia lub niedotrzymania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej terminu, o którym mowa w pkt. D.2.5. lub D.2.6. uznaje się, że sprzedaż energii elektrycznej do URDo jest nadal prowadzona przez obecnego Sprzedawcę na dotychczasowych warunkach – do momentu dokonania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zgłoszenia określonego w pkt. D.2.4. lub zgłoszenia nowych warunków umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.5.

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.

- D.3.3. URDo lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca powiadamia OSD (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez tego URDo z nowym sprzedawcą. W powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej URDo, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni kalendarzowych od daty powiadomienia.

- D.3.4. URDo, w dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., dotyczącego zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej (nie dotyczy zgłoszeń umów kompleksowych), powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. i pkt. D.3.5.

- D.3.5. W przypadku braku zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.4., należycie umocowany sprzedawca działający w imieniu i na rzecz URDo zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

- a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 106 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

internetowej OSD,

- b) taryfy OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE oraz IRiESD,
- c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z zatwierdzoną taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a.

Sprzedawca działający na podstawie pełnomocnictwa URDo obowiązany jest przekazać OSD kopię tego pełnomocnictwa poświadczoną za zgodność z oryginałem, z zastrzeżeniem regulacji określonych w pkt. D.2.2.. Poświadczenia za zgodność może także dokonać pracownik lub pełnomocnik nowego sprzedawcy. Na żądanie OSD – sprzedawca zobowiązany jest w terminie 7 dni przedłożyć oryginał pełnomocnictwa.

D.3.6. W sytuacji wskazanej w pkt. D.3.5., w przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., OSD przekazuje nowemu Sprzedawcy parafowaną umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej celem jej podpisania zgodnie z posiadanym pełnomocnictwem.

D.3.7. OSD w terminie do 7 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, 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 pkt. II.4.7. IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z OSD, pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. D.3.5. oraz w przypadku zgłaszania umów kompleksowych parametrów technicznych dostaw.

D.3.8. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.3. zawiera braki formalne lub błędy, OSD informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 7 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.

Lista braków lub błędów wymagających uzupełnienia lub poprawy w złożonym powiadomieniu:

- 1) Brak danych w złożonym formularzu powiadomienia w pozycji „nr”.
- 2) Korekta danych w złożonym formularzu powiadomienia w pozycji „nr”.
- 3) Brak pełnomocnictwa udzielonego Sprzedawcy przez Odbiorcę.
- 4) Brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD a URD lub pełnomocnictwa dla sprzedawcy działającego w imieniu i na rzecz URDo

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 107 z 148	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

do zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD.

- 5) Brak wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej – w przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD.
- 6) Brak potwierdzenia możliwości świadczenia usług dystrybucji i określenia parametrów technicznych dostaw - dla nowoprzyłączonego PPE
- 7) Brak wniosku o zmianę parametrów dostaw.
- 8) Brak protokołu zdawczo-odbiorczego ze stanem licznika w przypadku zgłoszenia zmiany odbiorcy w PPE (cesja umowy sprzedaży).
- 9) Brak umocowania osoby dokonującej zgłoszenia umowy sprzedaży ze strony sprzedawcy.

W przypadku:

- a) braku umowy dystrybucji pomiędzy OSD a POB Sprzedawcy, pomiędzy OSDp a POB Sprzedawcy,
- b) stwierdzenia, że dla danego PPE (w zgłaszanym okresie) proces zmiany sprzedawcy jest w trakcie przetwarzania zgodnie z wcześniejszym zgłoszeniem Sprzedawcy lub URD,
- c) braku Generalnej Umowy Dystrybucji pomiędzy OSD a danym Sprzedawcą oraz pomiędzy OSDp a danym Sprzedawcą

nie informuje się o konieczności uzupełnienia powiadomienia, natomiast przekazuje się informację o negatywnym wyniku weryfikacji.

- D.3.9. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.8. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 7 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., z zastrzeżeniem D.1.3., informując o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.
- D.3.10. OSD, w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.7. 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.3.11. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.7.
- D.3.12. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 108 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo i nowego Sprzedawcę umowy kompleksowej w gospodarstwie domowym (o ile taki odbiorca zostanie przyłączony do systemu).

- D.3.13. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 109 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 punkcie obsługi klienta,
- b) listownie na adres OSD
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie,

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 110 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.

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 111 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

Tablica T.1.

Wykaz profili zużycia dla odbiorców profilowych

Nazwa profilu	Zakwalifikowanie odbiorcy
Profil C1	Odbiorcy grupy C1 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">— moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW— zasilanie 1, 3-faz— licznik jednostrefowy
Profil C2a	Odbiorcy grupy C2a spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">— moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW— zasilanie 1, 3-faz— licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt)
Profil C2b	Odbiorcy grupy C2b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none">— 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	C1	C2a	C2b
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
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-Bilansowanie.
- H.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD-Bilansowanie mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową lub mailową) lub ustnej (telefonicznie).
- H.3. Reklamacje powinny być składane do siedziby OSD.
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - zgłaszane żądanie;
 - 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:
- 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.

- 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:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
 - uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres siedziby OSD lub złożony w kancelarii siedziby OSD.

- H.7. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. OSD

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 114 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 115 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

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

I.1. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 116 z 148
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.
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
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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 117 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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 P_{st} , zgodnie ze wzorem:

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

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:

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 118 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

	Przedsiębiorstwo Bilansujące
URBGE	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URBW	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URBO	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • 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 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

I.2. 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 węzle 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 119 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

	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 dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
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 (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 120 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)

danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

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

Generalna Umowa Dystrybucji

Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej

Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki realizacji umów kompleksowych dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 121 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

usługę kompleksową.

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 122 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 123 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.
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 mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW.
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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 124 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 125 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 126 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych:

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

b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

Obrót energią elektryczną

Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

Obszar OSD

Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.

Obszar 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.

Odlączenie od sieci

Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 127 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

demontaż elementów przyłącza.

Ograniczenia elektrowniane

Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.

Ograniczenia sieciowe

Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.

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, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 128 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana

Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana

Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przesyłanie - transport energii elektrycznej

Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 130 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

	umożliwiający 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 załączenie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 131 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 132 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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 harmonicznnych 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).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 133 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

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.
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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 134 z 140	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.
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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 135 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 136 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

Załącznik nr 1

**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 zwarciova 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 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

Załącznik nr 2

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 podwieszanej 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 138 z 146	
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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,
 - 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 telemechaniki,
 - 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 łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 139 z 146
<i>Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.</i>	<i>Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.</i>

- 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 zaczeptów i układów automatyki łączeniowej,
- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 140 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
- ogłędziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
 - badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone odrębnymi wymaganiami i przepisami,
 - konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- ogłędziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
 - pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- ogłędziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
 - badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
 - sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
 - sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
 - sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
 - sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
 - konserwacje i naprawy.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ 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:
- wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
strona 141 z 146	
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

- 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	
	strona 142 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

7. CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

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:	
	Wnętrzowe	Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	Napowietrzne	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Załącznik nr 3

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 OSDp (w przypadku kiedy OSDp nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP).
4.	Dane URD (Odbiorcy):
4.1.	nazwa,
4.2.	kod pocztowy,
4.3.	miejscowość,
4.4.	ulica,
4.5.	nr budynku,
4.6.	nr lokalu,
4.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (nr paszportu dotyczy obcokrajowców).
5.	Dane punktu poboru:
5.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu tego punktu poboru.
6.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży.
7.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres krótszy niż rok planowaną ilość energii elektrycznej objętą umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości zostanie ona określona przez OSD i traktowana według takich samych zasad jak podana przez odbiorcę i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSD nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
8.	Nazwa podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) URD.
9.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza).
10.	Parametry techniczne dostaw dot. umów kompleksowych
10.1.	Moc umowna
10.2.	Taryfa OSD
10.3.	Miejsce rozgraniczenia własności
10.4.	Miejsce dostarczania energii

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

strona 144 z 146

Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.

Data obowiązywania:
Od 1 stycznia 2014 r.

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 OSDa URD lub pełnomocnictwa dla sprzedawcy działającego w imieniu i na rzecz URDo do zawarcia umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSDa POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak Generalnej Umowy Dystrybucji pomiędzy OSDa danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)
W-10	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie parametrów technicznych dostaw w umowie kompleksowej
W-11	Konieczne uzupełnienie lub korekta powiadomienia w pozycji „x”

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	
	strona 145 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.



Załącznik nr 5

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	
	strona 146 z 146
Ustalono w dniu 23.grudnia 2013 r.	Data obowiązywania: Od 1 stycznia 2014 r.

