

**Elektrociepłownia Mielec spółka z o.o.
z siedzibą w Mielcu**

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Cześć ogólna

Tekst obowiązujący od dnia: 30 maja 2017 r.

SPIS TREŚCI

I.A.	Postanowienia ogólne.....	3
I.B.	Podstawy prawne opracowania IRiESD	3
I.C.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD.....	4
I.D.	Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD ...	6
I.E.	Współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.....	8

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 2 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

I.A. Postanowienia ogólne

I.A.1. Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. (zwana dalej również „OSDn”), jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESD”), na podstawie zapisów ustawy z dnia 10 kwietnia – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012r., poz. 1059) zwana dalej „ustawą – Prawo energetyczne”.

Elektrociepłownia Mielec Sp. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (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 została wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego (zwana dalej siecią dystrybucyjną OSDn”) zgodnie z niniejszą IRiESD”.

I.A.2. Zakres odpowiedzialności OSDn został określony w art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.

I.A.3. OSDn został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-4711-149(2)/2011/18728/UA z dnia 10 marca 2011r.

I.A.4. OSDn posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej udzieloną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr PEE/228/2501/W/1/2/2001/MS z dnia 1 marca 2001 roku z późniejszymi zmianami (zwana dalej Koncesją).

I.A.5. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSDn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDn są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwana dalej „IRiESD”) zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.A.6. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących warunków:

- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn,
- 2) rozwiązanie z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 3 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- I.B.1. IRiESD została opracowana przez OSDn na podstawie art. 9g ustawy Prawo energetyczne.
- I.B.2. IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności w ustawie Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych;
 - wynikające z koncesji OSDn na dystrybucję;
 - określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
 - określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
- I.C. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD**
- I.C.1. Zakres zagadnień podlegający uregulowaniu w IRiESD oraz struktura IRiESD**
- I.C.1.1. IRiESD składa się z następujących części:
- IRiESD - Część ogólna;
 - IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci;
 - IRiESD - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 - IRiESD – Załączniki
- I.C.1.2. IRiESD - Część ogólna określa w szczególności informacje o OSDn, warunki opracowania i stosowania IRiESD, zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD, tryb wchodzenia w życie, tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD oraz informacje o sposobie współpracy z OSP.
- I.C.1.3. IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci określa w szczególności:
- przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 4 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

- d) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- e) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- f) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- g) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- h) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- a) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych i przesyłowych, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.C.1.4. IRiESD - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi określa w szczególności:

- a) ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego,
- b) warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania,
- c) zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych,
- d) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- e) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
- f) procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- h) procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej,

I.C.1.5. IRiESD – Załączniki, w których są zawarte załączniki do niniejszej IRiESD

I.C.1.6. Dokumentami związanymi z IRiESD są także:

- a) opracowywana i przyjęta do stosowania przez OSP Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej,

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 5 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- b) opracowywane i przyjęte do stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego instrukcje dotyczące eksploatacji obiektów i urządzeń, prowadzenia ruchu oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy. Wykaz tych dokumentów przedstawiony jest na stronie internetowej www.ec.mielec.pl.
- c) instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- d) regulaminy współpracy ruchowej pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i PGE Dystrybucja S.A. oraz z innymi podmiotami.

I.C.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD

I.C.2.1. Postanowienia IRiESD obowiązują:

- a) Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.
- b) wytwórców i odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- c) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
- d) przedsiębiorstwa obrotu,
- e) sprzedawców,
- f) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
- g) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od a) do g).

I.D. Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD

I.D.1. Wejście w życie IRiESD

- I.D.1.1. IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.
- I.D.1.2. IRiESD oraz wszelkie zmiany IRiESD wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.
- I.D.1.3. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.D.1.4. OSDn publikuje obowiązującą IRiESD na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.D.2. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD

- I.D.2.1. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 6 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD (dalej „Karta aktualizacji”).

I.D.2.2. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.D.2.3. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- a) przyczynę aktualizacji IRiESD;
- b) zakres aktualizacji IRiESD;
- c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD.

Karty aktualizacji stanowią załączniki do IRiESD.

I.D.2.4. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

- a) OSDn opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
- b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

I.D.2.5. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.D.2.6. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSDn:

- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
- b) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
- c) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, w tym uzasadnienie braku uwzględnienia uwagi,
- d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji, wraz z raportem z procesu konsultacji;
- e) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.

I.D.2.7. IRiESD albo Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzonych zmian OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 7 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

I.E. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego

- I.E.2.1. OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatorów systemów dystrybucyjnych, z których siecią dystrybucyjną jest połączony, a którzy jednocześnie posiadają bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (dalej nazywanych również w skrócie „OSDp”). Zgodnie z postanowieniami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, OSDn realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego nieposiadającego bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi.
- I.E.2.2. OSDn współpracuje w operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. oraz Energii Euro Park Sp. z o. o., do której jest bezpośrednio przyłączony na poziomie napięcia 15 kV oraz 6 kV.

IRiESD - Część ogólna		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 8 z 8
zatwierdzono: 30 maja 2017		

**Elektrociepłownia Mielec spółka z o.o.
z siedzibą w Mielcu**

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

**Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i
planowania rozwoju sieci**

Tekst obowiązujący od dnia: 30 maja 2017 r.

SPIS TREŚCI

I.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	3
II.	PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH	3
III.	WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	32
IV.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	36
V.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn	42
VI.	WSPÓŁPRACA OSDn Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	47
VII.	WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSDn I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	47
VIII.	WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	51
IX.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	52
X.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn	58
XI.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	62
XII.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	62
XIII.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	61

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 2 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.** Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. 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 OSDn.

Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu (zwana dalej również OSDn) jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSDn”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie”).

- I.2.** OSDn realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. W szczególności, na system dystrybucyjny, o którym mowa powyżej składają się urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym ich pracy 15kV, 6 kV i niższym.

- I.3.** W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSDn, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

- I.4.** W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie OSDn współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem PGE Dystrybucja S. A Oddział w Rzeszowie (zwaną dalej również OSDp) oraz Energii Euro Park Sp. z o. o., do której jest bezpośrednio przyłączony na poziomie 15 kV oraz 6 kV.

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

II.1. Zasady przyłączania

- II.1.1.** Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDn następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDn oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.1.2.** Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn obejmuje:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 3 z 12
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- a) pozyskanie przez podmiot od OSDn wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia (wzór wniosku jest zamieszczony na stronie internetowej www.ec.mielec.pl);
- b) złożenie przez podmiot u OSDn wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn o którym mowa w pkt. 1);
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDn we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
- d) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSDn informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia;
- e) Weryfikacja przez OSDn kompletności wniosku o wydanie warunków przyłączenia nastąpi w terminie nie dłuższym niż 7 dni roboczych od dnia dostarczenia do OSDn wniosku o wydanie warunków przyłączenia.
- f) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSDn niezwłocznie zwraca zaliczkę;
- g) pisemne potwierdzenie przez OSDn, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
- h) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku może następować w wydanych warunkach przyłączenia;
- i) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSDn 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;
- j) wydanie przez OSDn warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
- k) zawarcie umowy o przyłączenie;
- l) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 4 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- m) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSDn zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;
- n) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa OSDn. Wzory wniosków OSDn udostępnia na swojej stronie internetowej www.ec.mielec.pl oraz w siedzibie OSDn.
- 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:
- dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
 - wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych.
- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSDn. Przy czym w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 5 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. OSDn zapewnia sporządzenie ekspertyzy

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

- a) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,
- b) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- c) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- d) moc przyłączeniową,
- e) rodzaj połączenia,,
- f) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- g) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- h) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- i) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- j) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym, ,
- k) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej
- l) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- m) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- n) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
 - e) dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 6 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- o) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
 - p) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.
- II.1.9. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSDn w warunkach przyłączenia.
- II.1.10. OSDn 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 OSDn do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. W przypadku zawarcia umowy o przyłączenie, gdzie okres realizacji przyłączenia przekracza termin ważności warunków przyłączenia, okres ważności warunków przyłączenia przedłuża się do czasu zakończenia realizacji przyłączenia.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez OSDn warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSDn, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDnp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSDn ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSDn do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. OSDn wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. IV.1.13. Przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.
- II.1.14. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSDn realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.15. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn powinna zawierać co najmniej:
- a) strony zawierające umowę,
 - b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 7 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- c) termin realizacji przyłączenia,
- d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
- e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i instalacji podmiotu przyłączanego,
- f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- g) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywanych wymagań określonych w warunkach przyłączania,
- i) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
- j) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- k) w przypadku, gdy lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest w miejscu rozgraniczenia własności, OSDn określi algorytm wyliczenia strat z tytułu poboru mocy i energii elektrycznej w umowie dystrybucyjnej,
- l) warunki udostępnienia OSDn nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- m) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- n) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
- o) moc przyłączeniową,
- p) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDn,
- q) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- r) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.16. OSDn ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

II.1.17. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.16, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.

II.1.18. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 8 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSDn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

- II.1.19. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.20. Wytwórcy posiadających JWCD i JWCK oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 50MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązani do zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wytwórcy Ci zgłaszają do OSDn o mocy osiągalnej i zainstalowanej lub ich zmian. OSDn uzyskane informacje od Wytwórców przekazuje do OSDp
- II.1.21. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy poniżej 50MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian jednostek zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn. OSDn dokonuje tych zgłoszeń do OSP poprzez OSDp.

II.2. Zasady odłączania

- II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDn określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSDn oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.1.2. OSDn odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDn składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.2.1.4. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.2.1.5. OSDn dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadnia z OSDn tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 9 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- II.2.1.6. OSDn uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.2.1.7. OSDn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDn, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

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

- II.3.1. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.16, OSDn stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - 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. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- II.3.3. OSDn bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.1. oraz pkt.II.3.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 10 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

II.3.5. OSDn może również wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej oraz wznowić dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn na zasadach określonych w umowie dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

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

II.4.1. OSDn może zaprzestać dostarczania energii elektrycznej w przypadku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej np. wynikającego ze zmiany właściciela obiektu itp.

II.4.2. OSDn po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w rozdziale II.3.2.

II.4.3. Ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej do obiektu na skutek wstrzymania o którym mowa w pkt.II.3.2., jeżeli nie nastąpiło odłączenie, następuje po spełnieniu wymagań określonych przez OSDn oraz zawarciu nowej umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.4.4. Rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej podmiotowi po odłączeniu podmiotu na skutek zaprzestania, o którym mowa w pkt. II.3.1 odbywa się po przeprowadzeniu procesu przyłączenia podmiotu do sieci OSDn.

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

II.5.1. Wymagania ogólne

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

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

II.5.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.5.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 11 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

- II.5.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- II.5.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub w IRiE-Korzystanie, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.5.1.5. W przypadku obiektów nowobudowanych i modernizowanych, gdy spełnienie przez podmiot przyłączany lub przyłączany do sieci dystrybucyjnej określonych w IRiESD wymagań technicznych nie jest możliwe, podmiot ten zobowiązany jest do opracowania innych wymagań, przedstawienia uzasadnienia proponowanych odstępstw od wymagań określonych w IRiESD oraz uzgodnienia tych wymagań z OSDn, z zastrzeżeniem obowiązku spełnienia wymagań określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz przepisach wykonawczych do tej ustawy.

II.5.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

- II.5.2.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP oraz przez OSDp w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tego OSDp.
- II.5.2.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt.II.5.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSDn, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.5.2.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- układów wzbudzenia,
 - układów regulacji napięcia,
 - sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - urządzeń regulacji pierwotnej,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 12 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

II.5.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.5.3.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn.
- II.5.3.2. OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp.

II.6. Wymagania techniczne linii bezpośrednich

- II.6.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie - Prawo energetyczne.
- II.6.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.
- II.6.3. W uzasadnionych przypadkach OSDn może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.6.2.
- II.6.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.5.2 oraz II.5.3.
- II.6.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.8.
- II.6.6. OSDn może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- II.6.7. OSDn może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.6.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych czynników technicznych dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

II.7.1. Wymagania ogólne

- II.7.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 13 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- II.7.1.2. W uzasadnionych przypadkach OSDn stosuje układy i urządzenia EAZ. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDn. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSDn. Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.7.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.7.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
- II.7.1.5. OSDn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn. W uzasadnionych przypadkach OSDn uwzględnia warunki stosowania EAZ z wytycznymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- II.7.1.6. OSDn dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.7.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.7.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.7.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.7.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.7.1.11. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.

II.7.2. Wymagania dla sieci 110 kV

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 14 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

II.7.3. Wymagania dla transformatorów

II.7.3.1. Wymagania dla transformatorów 110 kV/SN/SN są określone w IRiESD OSDp.

II.7.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczepów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.7.4. Wymagania dla sieci SN

II.7.4.1. Wymagania ogólne

II.7.4.1.1. Jeśli w IRiESD-Korzystanie nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.7.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.7.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.7.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 15 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSz,
 - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.7.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
- 1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 2) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
 - 3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.
- Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.
- II.7.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.
- II.7.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN do nowych warunków pracy.
- II.7.4.2. Wymagania dla linii SN
- II.7.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatykę:
- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
 - 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
 - 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
 - 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
 - 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSDn tego wymaga.
- II.7.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 16 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola

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

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i 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 wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 17 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- II.7.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających
- II.7.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:
- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
 - 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.
- II.7.4.3.2. 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.7.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczne od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.
- II.7.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczne 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 zależy od wymagań OSDn, warunków eksploatacji i może powodować:
- 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,
 - 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
 - 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).
- II.7.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.
- II.7.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej
- II.7.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
 - 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
 - 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 18 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

II.7.4.5. Wymagania dla łączników szyn

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

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

II.7.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

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

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,
Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażać w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.7.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.7.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

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

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 19 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- II.7.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:
- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
 - 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.7.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

- II.7.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- II.7.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.7.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.
- II.7.5.4. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.7.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone.
- II.7.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
- II.7.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.7.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.7.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.7.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.7.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 20 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.7.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.7.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

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

II.8.1 Wymagania ogólne

- II.8.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD-Korzystanie obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
 - b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy..

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

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, i który korzysta z prawa do zmiany sprzedawcy, dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. prawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością OSDn, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD nie jest wymagane w przy rozdzielaniu umowy kompleksowych. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSDn powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy.

- II.8.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 21 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSDn. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium. Przyjęte do eksploatacji liczniki prądu stałego powinny posiadać świadectwo przeprowadzenia próby typu przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji) przeprowadzone zgodnie z normą PN-EN 50463:2007.

- II.8.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.8.1.4. Układy pomiarowe powinny być zainstalowane:
 - a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia,
 - d) w przypadku pojazdów trakcyjnych, bezpośrednio na pojazdach trakcyjnych.
- II.8.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.8.1.6. OSDn uzgadnia z OSDp protokół transmisji danych pomiarowych oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.8.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:
 - a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 22 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
- c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 4 GWh,
- h) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- i) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejsza niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh,

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu, 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.8.10.1. a), oraz b).

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 23 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- II.8.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - 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,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.8.1.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:
- wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
 - wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSDn.
- II.8.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
 - 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.
- II.8.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSDn, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.8.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSDn, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.
- W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
- 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 24 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.
- W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5A.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- II.8.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.8.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS ≤ 10 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.8.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.8.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.8.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.8.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat) zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.8.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSDn (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.8.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.8.1.20. 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 OSDn.
- II.8.1.21. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 25 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

- II.8.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.8.1.23. OSDn przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.8.1.24. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron (OSDn, odbiorca, wytwórca) nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.8.1.26.
- II.8.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.8.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.8.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.8.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, OSDn może odpłatnie udostępnić zastępczy element układu pomiarowego.
- II.8.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.8.1.23. i II.8.1.27., a OSDn dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.8.1.29. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.8.1.30.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 26 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSDn wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

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

II.8.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSDn.

II.8.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSDn.

II.8.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSDn.

II.8.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.8.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.8.2.2.

II.8.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:

- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 27 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.8.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR OSDn, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych.– za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.8.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.8.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.8.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 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 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR OSDn co najmniej raz na dobę,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 28 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

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

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 29 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn co najmniej raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej;
- b) OSDn może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSDn,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

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

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

II.8.5. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.8.5.1. OSDn odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.8.5.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, a w przypadkach określonych przez OSDn również z innymi podmiotami.

II.8.5.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. IV.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 30 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

II.9.1. Zakres danych

II.9.1.1. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

II.9.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESP.

II.9.2. Dane opisujące stan istniejący

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

- a) moc osiągalną,
- b) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- c) dane jednostek wytwórczych,
- d) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

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

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

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

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

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

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o projektach zarządzania popytem,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 31 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDn i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn.
- II.9.3.2. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

- III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.
- III.1.2. OSDn na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

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

- III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSDn na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSDn.
- III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSDn jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- III.2.4. OSDn opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSDn może udostępniać wzory aneksów do tych umów.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 32 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSDn.
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.

III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

III.3.1. Postanowienia ogólne

- III.3.1.1. OSDn świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSDn w szczególności:
- opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
 - publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.
- III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
 - bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
 - udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
 - powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - ogłoszeń internetowych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
 - informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 33 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
- b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSDn,
 - 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSDn, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

III.3.1.4.

Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.

III.3.1.5.

OSDn udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 34 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:
- a) na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl,
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDn,
 - c) w sekretariacie OSDn.
- III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy następującymi drogami:
- a) osobiście w sekretariacie OSDn,
 - b) listownie na adres OSDn,
 - c) pocztą elektroniczną,
 - d) faksem,
 - e) telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSDn.
- III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej, faksem lub elektronicznej przez odbiorcę OSDn udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSDn. W przypadku zapytania przez Odbiorcę osobiście w sekretariacie OSDn odpowiedzi są udzielane bezpośrednio w sekretariacie OSDn.
- III.3.2. Postępowanie reklamacyjne**
- III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, faksem, lub mailem) lub ustnie w siedzibie wskazanej w pkt.III.3.2.2. oraz telefonicznie.
- III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSDn, na adres:
- Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w
Mielcu, 39-300 Mielec
ul. Wojska Polskiego 3
- III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSDn powinno zawierać w szczególności:
- a) dane adresowe podmiotu;
 - b) dane jakie przyłącza/miejsca dostarczania dotyczy reklamacja;
 - c) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - d) zgłaszane żądanie;
 - e) dokumenty uzasadniające żądanie.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 35 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b)-d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSDn.
- III.3.2.4. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania;
 - b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt III.3.2.2.
- III.3.2.6. OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. OSDn 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. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDn, 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 OSDn i podmiot składający reklamację.
- III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Przepisy ogólne

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

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 36 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

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

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

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

IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

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

IV.1.5. OSDn prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych wchodzący w skład systemu dystrybucyjnego OSDn, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 37 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

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

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

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

- IV.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSDn przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

- IV.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w pkt.IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSDn i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

- IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSDn, jeżeli właścicielem nie jest OSDn) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD. OSDn w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

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

- IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSDp, jeżeli urządzenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSDp.

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

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

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 38 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- IV.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSDn reguluje umowa.
- IV.4.3. OSDn dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w sieci dystrybucyjnej, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.
- IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna**
- IV.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- IV.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- c) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
 - d) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - e) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - f) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- IV.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumentację powykonawczą,
 - b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
 - c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- V.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
 - b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 39 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

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

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

IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

IV.6.1. OSDn, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem czynników technicznych i ekonomicznych.

IV.6.2. W przypadku powierzenia OSDn prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 40 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

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

IV.8. Ochrona środowiska naturalnego

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

IV.9. Ochrona przeciwpożarowa

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

IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

- IV.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 41 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSDn zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadniają z OSDn prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSDn.
- IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń elementów sieci.
- IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac**
- IV.11.1. OSDn opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

V.1. Obowiązki OSDn

- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSDn na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej :
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz w dysponuje pracą jednostek wytwórczych,
 - monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - prowadzi działania sterownicze i łączeniowe w układach pracy sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt.VI.2,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 42 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSDp,
- f) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
- g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSDn awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- h) zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESD OSDp.

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

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

V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale V.1 OSDn organizuje służby energetyczne i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

V.2.2. Struktura zależności służb energetycznych organizowanych przez OSDn i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn ma charakter hierarchiczny.

V.2.3. Służby dyspozytorskie OSDn działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego.

V.2.4. OSDn przy pomocy służb energetycznych, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
- b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
- c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
- d) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

V.2.5. Służby energetyczne OSDn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 43 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- V.2.6. OSDn może zawierać regulaminy współpracy ruchowej określające zasady współpracy własnych służb energetycznych ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemu dystrybucyjnego oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi.
- V.2.7. Przedmiotem regulaminu współpracy ruchowej, o której mowa w p. VIII.2.10., jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań,
 - e) określenie zasad współpracy,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.
- V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej**
- V.3.1. OSDn w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- V.3.2. OSDn, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.
- V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną**
- V.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSDn.
- V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSDn uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.
- V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej**
- V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- V.5.2. OSDn określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 44 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- V.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczeów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- V.5.4. Układy normalne pracy sieci 110 kV są uzgadniane z OSDp nie rzadziej niż raz na rok.
- V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**
- V.6.1. OSDn opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn.
- V.6.2. OSDn opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSDp w zakresie wpływu na pracę sieci dystrybucyjnej OSDp.
- V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.V.6.4.
- V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - operatywną gotowość – rozumianą 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.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 45 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- V.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDn ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- V.6.6. OSDn podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSDn w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- V.6.7. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

V.7. Programy łączeniowe

- V.7.2. Służby energetyczne OSDn, określają przypadki i zakres przedmiotowy, w których należy sporządzać programy łączeniowe. Programy łączeniowe są opracowywane każdorazowo na żądanie OSDn
- V.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

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

- V.8.1. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- V.8.2. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej źródła wytwarzania, uzgadniają z OSDn plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych.
- V.8.3. OSDn może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- V.8.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSDn informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- V.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDn.

V.9. Dane przekazywane przez podmioty do OSDn

- V.9.1. Wskazani przez OSDn Odbiorcy przyłączeni do sieci OSDn sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSDn.
- V.9.2. Wytwórcy przyłączeni do sieci OSDn sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSDn.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 46 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

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

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSDn I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 47 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

VII.1.1. Zakres danych

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

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDn,

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

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

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

- e) schematy główne układów elektrycznych,
- f) dane jednostek wytwórczych – dotyczy wytwórców,
- g) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

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

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

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

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

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

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

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 48 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

VII.2. Informacje udostępniane przez OSDn

VII.2.1. Formy wymiany informacji

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

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

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

- VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSP-R).

- VII.2.1.3. Strona internetowa OSDn jest wykorzystywana przez OSDn jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.

- VII.2.1.4. Strona internetowa OSDn jest dostępna pod adresem: www.ec.mielec.pl.

VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSDn

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

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

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

- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
- b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączy,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 49 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych;

c) sporządzać informacje dotyczące:

- 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym 1 kV, lokalizacji przyłączy, 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 z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia;

d) inne, publikowane przez OSDn zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

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

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

VII.2.3. Ochrona informacji

VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSDn jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 50 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 51 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- VIII.1. OSDn opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju nie podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. (jeśli jest więcej niż 100 odbiorców to podlega zatwierdzeniu)
- VIII.3. OSDn sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
- VIII.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSP współpracuje w szczególności z:
- a) OSDp,
 - b) wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSDn,
 - c) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSDn.
- VIII.5. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładać jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.
- VIII.6. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSDn w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt VII IRiESD-Korzystanie.
- VIII.7. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej informacje na temat planów rozwoju.
- VIII.8. OSDn udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 52 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

- IX.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach..
- IX.1.2. OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, na bieżąco kontroluje warunki pracy swojej sieci dystrybucyjnej.
- IX.1.3. OSDn zgodnie z IRiESD, na bieżąco kontroluje warunki pracy sieci dystrybucyjnej OSDn.
- IX.1.4. OSDn na podstawie Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej oraz na podstawie regulaminów współpracy ruchowej realizuje działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub awarii sieciowej.
- IX.1.5. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IX.1.6. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym zgodnie z pkt.VI.3.4.

IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

IX.3.1. Postanowienia ogólne

- IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, 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.
- IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 53 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

OSDp i OSDn podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSDn w szczególności podejmuje następujące działania:

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

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

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

IX.3.2. Tryb normalny.

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

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

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

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

IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSDn opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 54 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

powołanych w pkt IX.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.

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

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

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

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

IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej jest zgodna z procedurami zawartymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp jest realizowana w uzgodnieniu z OSDp.

W tym procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej obejmuje:

- wystąpienie OSDn do odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, z wnioskiem o określenie wielkości mocy bezpiecznej w przypadku wprowadzania ograniczeń,
- przygotowanie przez OSDn wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSDp,
- powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSDn, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSDn przez OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a OSP planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 55 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

- IX.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach. IX.3.2.10. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSDn powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSDn. Jednocześnie OSDn zamieszcza komunikat na swojej stronie internetowej www.ec.mielec.pl.

- IX.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

- IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

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

IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

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

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

- IX.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IX.3.4. Tryb awaryjny

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 56 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- IX.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.
- IX.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. Jednocześnie OSDp powiadamia o tym fakcie OSDn, jeżeli wyłączenia według trybu awaryjnego mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSDn. W przypadku dokonania przez OSDn wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp, jeśli te wyłączenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSDp.
- IX.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 IX.3.2.8.c).
- IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/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.
- IX.3.4.5. OSDn w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.
- IX.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.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 57 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

IX.3.5. Tryb automatyczny

- IX.3.5.1. Wprowadzenie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie automatycznym w trybie automatycznym jest uzależnione od zastosowanej zabezpieczeń automatyki bezpośrednio w układach zasilania pomiędzy odbiorcą i OSDn oraz pomiędzy wytwórcą i OSDn. Zastosowanie trybu automatycznego musi być zawarte w umowę o świadczenie usług dystrybucji, wraz z opisem tego trybu.

IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć w sieci dystrybucyjnej OSDn powinno być zrealizowane na polecenie OSDp, Wydane przez OSDp polecenie musi być potwierdzone wydanym poleceniem OSP dla OSDp.
- IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć odbywa się na zasadach określonych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.6.4. OSDp i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczepek transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

- X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSDn w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 58 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- a) napięcia znamionowe,
 - b) częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- XI.1.3. O ile umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji, OSDn stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSDn, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 59 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez OSDn wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSDn i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

- XII.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt III.3. *IRiESD-Korzystanie*, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- XII.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- XII.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- XII.6. OSDn 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

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 60 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

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

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

XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

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

XIII.1 OZNACZENIA SKRÓTÓW

EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
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 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OP-OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSDn

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 61 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSDn	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej na której prowadzi ruch sieciowy, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URB _{SD} – odbiorca sieciowy • URB _{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 62 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

XIII.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSDn odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Nieprzerwana praca sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 63 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

**Fizyczne Miejsce
Dostarczenia Energii
Rynku Bilansującego
(FMB)**

(lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).

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 (FMD)**

Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

**Fizyczne Profilowe
Miejsce Dostarczenia
Energii Rynku
Detalicznego (pMD)**

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.

Farma wiatrowa

Zespół jednostek wytwórczych (turbiny wiatrowe) wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

**Fizyczny Punkt
Pomiarowy (FPP)
Grupy przyłączeniowe**

Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.

Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

- a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
- b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
- f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 64 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	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.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
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 prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 65 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

	maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
Należyta staranność	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSDn i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSDn takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 66 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSDn	Posiadana przez OSDn sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSDn, za której ruch i eksploatację odpowiada OSDn.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałą demontaż elementów przyłącza.
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, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu	Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu posiadająca koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, jako przedsiębiorstwo energetyczne skonsolidowane pionowo pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Operatora Pomiarów oraz Odbiorcy Sieciowego, w tym również Uczestnika Rynku Bilansującego (URB _{FLT}), dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 67 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego	Elektrociepłownia Mielec spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mielcu jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSDn prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 68 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci OSDn świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 69 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Samoczynne częstotliwościowe odciażanie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
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 OSDn (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 70 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, 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 mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowý	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa świadczenie usług dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 71 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce. 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.
Zagrozenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan KSE lub jego części, uniemożliwiających zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równowazenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
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.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 72 z 72
zatwierdzono: 30 maja 2017		

**Elektrociepłownia Mielec spółka z o.o.
z siedzibą w Mielcu**

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

**Bilansowanie systemu dystrybucyjnego
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**

Tekst obowiązujący od dnia: 30 maja 2017 r.

SPIS TREŚCI

A.	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	3
B.	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD_o	17
C.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	18
D.	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	21
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	25
F.	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	28
G.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	30
I.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	310
J.	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.	31

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 2 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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 o których mowa :

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012r., poz. 1059), zwaną dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej Instrukcji,
- b) koncesji OSDn na dystrybucję energii elektrycznej,
- c) taryfy OSDn,
- d) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE Operator S.A.
- e) instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp (PGE Dystrybucja S.A.),

A.1.2. OSDn jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP. Zgodnie z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne art. 9c ust 3a OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez OSDp, na podstawie stosownej umowy zawartej pomiędzy OSDp a OSDn oraz zapisów pkt. A.6.

A.1.3. OSDn realizuje określone w ustawie - Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp, do którego sieci są podłączone sieci OSDn.

A.1.4. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, który posiada umowę dystrybucyjną z OSDn albo umowę kompleksową zawartą z OSDn, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 3 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSDn, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
 - e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
 - f) procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
 - h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
 - i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 - j) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSDn.
- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) OSDn (Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.),
 - b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn,
 - c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) działających na obszarze OSDn,
 - d) sprzedawców energii elektrycznej,
 - e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSDn.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 4 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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 Operator S.A., który na mocy ustawy - Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.
- A.3.2. OSDn w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy dystrybucji, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. OSDp również w zakresie podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.2. uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB).
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę lub przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla każdego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSDn, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale E.
- 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 OSDn pod adresem www.ec.mielec.pl.
- A.3.9. OSDn zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 5 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwanymi dalej „generalną umową dystrybucji” - GUD),
 - b) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy OSDn z OSDp określa umowa zawarta pomiędzy OSDn a OSDp, o której mowa w pkt. A. 6. niniejszej instrukcji.

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

- A.4.1. OSDn zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSDn w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSDn umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

- A.4.3.1. OSDn, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.5, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSDn,
 - c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z OSDn,
 - d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URDw) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSDn,
 - e) zawarciu przez Sprzedawcę umowy z wybranym POB lub gdy Sprzedawca pełni również funkcję POB.
- A.4.3.2. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSDn, spełnia wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 6 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

następujące elementy:

- a) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórca (URD_w) również zasad jego zmiany,
- b) sposób i zasady rozliczeń z OSDn z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórca (URD_w),
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE), zgodny z pkt. C.1.5.

A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSDp realizującego część zakresu operatora pomiarów dla OSDn (OSDp realizujący część zakresu operatora pomiarów jest wskazany na stronie internetowej www.ec.mielec.pl), zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDn oraz z OSDp realizującego część zakresu operatora pomiarów (zwane dalej OP-OSDp) oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRIESD, może pełnić funkcję POB.

Umowa dystrybucji zawierana przez POB i OP-OSDp musi spełniać warunki ustawy – Prawo energetyczne oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OP-OSDp.

Umowa dystrybucji zawierana przez OSDn z POB spełnia wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) oświadczenie POB o zawarciu umowy dystrybucji z OP-OSDp w zakresie pełnienia POB na sieci dystrybucyjnej OP-OSDp,
- c) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- e) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- f) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz ich dane adresowe,
- g) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDp,
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- i) zasady współpracy z OP-OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych od OSDn do OP-OSDp,
- j) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu IRIESP,
- k) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 7 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

działalność na RB w rozumieniu IRiESP,

l) zasady udostępniania danych pomiarowych.

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDn, posiadający zawartą z OSDn generalną umowę dystrybucji, może pełnić funkcję Sprzedawcy. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy Sprzedawcą, a OSDn oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSDn, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSDn, 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 OSDn,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym Sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD,
- g) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez OSDn dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D),
- l) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSDn dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSDn,
- m) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDn o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- n) zasady rozwiązywania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy,

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 8 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- o) zasady zmiany POB przez Sprzedawcę,
- p) zasady zmiany POB przez Sprzedawcę w przypadku, gdy obecny POB tego Sprzedawcy zaprzestanie działalności POB.

A.4.3.5. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OP-OSDp umowę.

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

A.5.1. OP-OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, 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 OP-OSDp i postanowienia umów dystrybucyjnych.

OP-OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej pomiędzy OSDn i OP-OSDp.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z przekazywaniem danych pomiarowych do OP-OSDp, OSDn realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- b) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- c) przekazuje do OP-OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych POB,
- d) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii od poszczególnych URD i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- e) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSDn realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 9 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- b) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
 - c) przekazuje do OP-OSDp dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
 - d) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.
- A.5.4. OSDn nadaje kody identyfikacyjne wyłącznie podmiotom, którzy są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn, wg następujących zasad:
- S-xxx, gdzie xxx oznacza kolejnego sprzedawcę,
 - W-xxx, gdzie xxx oznacza kolejnego wytwórcę,
 - O-xxx-zzz, gdzie xxx oznacza kolejnego odbiorcę, zzz nr kolejny obiektu.
- A.5.5. Dla podmiotów nie wymienionych w pkt. A.5.4. kody nadawane są zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OP-OSDp.

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

- A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP jest zawarcie umowy. o której mowa w pkt. A.4.3.5.
- A.6.2. W ramach bilansowania systemu i rozliczania usług systemowych w zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, OSDp przekazuje dane pomiarowe z obszaru OSDn do OSP.
- A.6.3. OSDn jest odpowiedzialny za poprawność przekazywanych danych pomiarowych z układów pomiarowo – rozliczeniowych URD oraz prawidłowe przyporządkowanie URD przyłączonych do sieci OSDn do odpowiednich sprzedawców i POB.
- A.6.4. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB prowadzącym bilansowanie handlowe w obszarze sieci OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDn danych pomiarowych do OSDp oraz nastąpi rezerwowa sprzedaż lub zakup energii elektrycznej przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu.
- A.6.5. Szczegółowe zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansujących i realizacji usług systemowych w zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP określa IRiESD OSDp.
- A.6.6. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB prowadzącym bilansowanie handlowe w obszarze sieci OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDn danych pomiarowych do OP-OSDp oraz nastąpi rezerwowa sprzedaż lub zakup energii elektrycznej przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 10 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.7.1. Zasady nadawania certyfikatów ORed

A.7.1.1. ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.7.1.2. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV.

Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt. A.7.1.9. ppkt. 4) - 5).

A.7.1.3. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej.

A.7.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

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

A.7.1.5. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSDp, jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn.

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego przez OSDn – OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

W ww. przypadku OSDn przekazuje do ODPp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 11 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn.

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

A.7.1.6. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp,
- 2) OSDn jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

A.7.1.7. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

A.7.1.8. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe,
- 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed,
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji),
- 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSDp, zgodnie z kodyfikacją danego OSDp, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.7.1.3.;
- 5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną),
- 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP,
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 12 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- c) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- d) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
- e) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
- f) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp lub OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.7.1.8. ppkt. 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
- g) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

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

A.7.1.9. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

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

A.7.1.10. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.7.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 13 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

A.7.1.11. OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.7.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.10.1.7.) do OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSDp Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu.

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

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.7.1.9.

A.7.1.12. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, przekazuje on ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania, w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.7.1.13. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.7.1.9., OSDp upoważniony przez OSDn rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatowi dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

A.7.1.14. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.7.1.13.,
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej w sieci dystrybucyjnej OSDn;
- 3) dane Odbiorcy w ORed (nazwa, adres),
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp (OSDn występuje do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego operatora zlokalizowany jest dany PPE),
- 5) datę wydania Certyfikatu,

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 14 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

A.7.1.15. W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.7.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.7.1.16. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A.7.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do OSDn. OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSDp.

A.7.1.17. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed następuje na zasadach określonych w IRiESD OSDp w następujących przypadkach:

- 1) o którym mowa w pkt. A.7.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy odpowiednio OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.7.1.9. ppkt. 2) - 5),
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji do Odbiorcy w ORed.

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

A.7.1.18. W sprawach nieuregulowanych stosuje się zasady określone w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.7.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.7.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.7.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 15 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

A.7.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:

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

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

A.7.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej OSDp i OSDn.

A.7.2.5. OSDn, zobowiązany jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

A.7.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh – na zasadach i w trybie określonym w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.7.2.7. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 16 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD_o

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_o. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez OSDn na stronie internetowej www.ec.mielec.pl.
- B.4. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę z którym URD_o ma podpisaną umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- B.5. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.4. określa rozdział F.

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 17 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.

C.1.1. OSDn na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów, w zakresie pozyskiwania danych pomiarowych z FPP. OSDn może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

Cześć zadań Operatora Pomiarów w zakresie współpracy z OSP, OSDn zleca w umowie, o której mowa w pkt. A6.

C.1.2. Administrowanie przez OSDn danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatację i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycję danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSDn,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) przekazywanie do OSP poprzez OP-OSDp, OSDp (do których OSDn posiada przyłączone miejsca dostarczania), POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. OSDn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSDn pozyskuje te dane w postaci:

- a) godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników – dane godzinowe
- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 18 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w ppkt. a), OSDn pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym,
- 2) w ppkt. b), OSDn pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usługi dystrybucji energii elektrycznej będące przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSDn, a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSDn harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

C.1.4. OSDn wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.1.5. OSDn wyznacza rzeczywiste ilości energii wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie jednego z poniższych wariantów:

- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych,
- 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,
- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych,
- d) standardowych profili zużycia (o którym mowa w rozdziale G.), wartości energii wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. 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.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych o których mowa w pkt. C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:

- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
- b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.

C.1.8. 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 może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 19 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.

- C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDn dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez serwery ftp lub w inny uzgodniony sposób, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDn wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- OP-OSDp jako zagregowane dane na poszczególnych POB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w umowie, o której mowa w pkt. A.6.,
 - POB jako zagregowane dla tego POB dane, z podziałem na sprzedawców i URDw,
- zachowując zgodność przekazywanych danych.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSDn udostępnia z dokładnością do 1kWh następujące dane pomiarowe:
- Sprzedawcom:
 - o zużyciu przez odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,
 - godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDn zgodnie z pkt. C.1.3.1).

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSDn,
 - URD:
 - o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
 - godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie.
- C.1.12. OSDn udostępnia Sprzedawcy dane pomiarowe na zasadach określonych w GUD oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - korekty danych składowych,
 - rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 20 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

i zgłaszane OP-OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OP-OSDp.

- C.1.14. URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do OSDn z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn, jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSDn. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSDn oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD-Korzystanie
- D.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSDn odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu ± 5 dni roboczych od ostatniego dnia zakończenia sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę. Następnie OSDn przekazuje te dane dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy nie później niż w terminie 10 dni roboczych od dnia zmiany sprzedawcy.
- D.1.5. Zmiana sprzedawcy, tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest w pierwszym dniu miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym OSDn otrzymał powiadomienie zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i dokonał pozytywnej weryfikacji tego powiadomienia, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów, o których mowa w pkt. F.1.2.
- D.1.6. Odbiorca może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji odbiorca wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, tzw. sprzedawcę

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 21 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

podstawowego. Powiadomienia, o których mowa w pkt. F.1.1, dokonuje wyłącznie sprzedawca podstawowy. Energia elektryczna zmierzona w PPE odbiorcy będzie wykazywana na POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez sprzedawcę podstawowego.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

D.2.1. Odbiorca końcowy zawiera umowę sprzedaży energii elektrycznej z nowym sprzedawcą.

D.2.2. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży/umowę kompleksową lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Dotychczasowy sprzedawca powiadamia OSDn o fakcie wypowiedzenia umowy przez Odbiorcę w terminie nie później niż na 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży. W powiadomieniu Sprzedawca wskazuje termin zakończenia sprzedaży energii elektrycznej do odbiorcy.

Informacja o wypowiedzeniu umowy sprzedaży/umowy kompleksowej od dotychczasowego sprzedawcy jest konieczna do weryfikacji powiadomień, o których mowa w pkt. F.1.2. o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej przez odbiorcę z nowym sprzedawcą.

W przypadku braku powiadomienia OSDn przez dotychczasowego sprzedawcę o wypowiedzeniu umowy sprzedaży/umowy kompleksowej we wskazanym terminie, po ewentualnym wystąpieniu nowego sprzedawcy z roszczeniami (straty udokumentowane, bez utraconych korzyści) w stosunku do OSDn związanymi z brakiem realizacji nowozawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej, OSDn ma prawo obciążyć dotychczasowego sprzedawcę tymi roszczeniami.

D.2.3. Nowy sprzedawca w imieniu własnym i odbiorcy, powiadamia OSDn (na zasadach opisanych w pkt. F.1.) oraz dotychczasowego sprzedawcę, o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą.

D.2.4. OSDn w terminie do 5 dni roboczych dni od dnia zakończenia przyjmowania powiadomień, o których mowa w pkt. F.1.2., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F. OSDn informuje nowego sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgodnie z pkt. F.2.

D.2.5. W przypadku otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.3. od dotychczasowego sprzedawcy, OSDn zaprzestaje z ostatnim dniem miesiąca kalendarzowego realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy dotychczasowym sprzedawcą i odbiorcą.

Z pierwszym dniem następnego miesiąca kalendarzowego, OSDn umożliwia realizację umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i nowym sprzedawcą.

D.2.6. W przypadku, gdy rozwiązaniu ulega umowa kompleksowa, po otrzymaniu powiadomienia, o którym mowa w D.2.3.. OSDn przysyła Odbiorcy końcowemu niezwłocznie, nie później jednak niż w terminie 3 dni roboczych, jednostronnie podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej; umowa o

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 22 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

świadczenie usług dystrybucji powinna być zawarta przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

- D.2.7. Niedostarczenie podpisanej umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w D.2.7., przez odbiorcę końcowego najpóźniej na 3 dni robocze przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę przerywa proces zmiany sprzedawcy.
- D.2.8. W przypadku wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego umowy kompleksowej, nowa umowa sprzedaży i umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz w przypadku wypowiedzenia umowy sprzedaży rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej następuje z dniem rozwiązania dotychczasowej umowy.
- D.2.9. Zmiana sprzedawcy następuje w terminie nie dłuższym niż trzy tygodnie od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.3., a rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie nie dłuższym niż trzy tygodnie od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.3., chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy rozpoczęcia sprzedaży.
- D.2.10. OSDn nie później niż na 3 dni robocze przed terminem zmiany sprzedawcy przekazuje odbiorcy końcowemu informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy, a do dotychczasowego sprzedawcy listę odbiorców końcowych wraz z datą ich odejścia do nowego sprzedawcy.
- D.2.11. Sprzedawcą rezerwowym jest sprzedawca wskazany na stronie internetowej www.ec.mielec.pl.
- D.2.12. Sprzedawcą z urzędu jest sprzedawca wskazany na stronie internetowej www.ec.mielec.pl.
- D.2.13. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.3.1. OSDn udziela nieodpłatnie informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy na zasadach ogólnych opisanych w IRiESD w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.”
- D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:
- a) na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl,
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl,

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 23 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- c) w punkcie obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl.

D.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w punkcie obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl listownie na adres OSDn,
- b) pocztą elektroniczną,
- c) faksem,
- d) telefonicznie.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej, zamieszczone są na stronie internetowej OSDn www.ec.mielec.pl.

D.3.4. OSDn informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

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

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 24 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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 OSDn, IRiESD-Bilansowanie OP-OSDp oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSDn,
- b) URD typu wytwórca (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

- E.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_W, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca lub URD_W powiadamia OSDn, na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej OSDn lub w umowie dystrybucji, o planowanym przejściu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URD_W przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URD_W;
- 2) OSDn dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 10 dni po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi, w tym również zawartymi umowami przez sprzedawcę i nowego POB z OP-OSDp;
- 3) OSDn, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) informuje sprzedawcę lub URD_W oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W do MB JG_O, którą dysponuje nowy POB;
- 4) OSDn, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt. 1), informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_W o przyczynach negatywnej weryfikacji.

- E.3. Po pozytywnej weryfikacji OSDn w terminie 10 dni od dnia otrzymania

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 25 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

zgłoszenia zmiany POB od sprzedawcy, o którym mowa w pkt. E2, dokonuje zgłoszenia do OP-OSDp o dokonanie zmiany POB dla sprzedawcy. OP-OSDp dokonuje weryfikacji zgłoszonego powiadomienia przez OSDn.

Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia wykonane przez OSDn do OP-OSDp, jednak nie wcześniej niż po 20 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.

- E.4. Z dniem zmiany POB, OSDn i OP-OSDp przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:
- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
 - 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
 - 3) URD_w mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_w;
 - 4) URD_o mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_o.
- E.5. Jeżeli OSDn otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, od sprzedawcy lub URD_w przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi w IRIESP, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSDn, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD_w jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD_o lub na OSDn w przypadku utraty POB przez URD_w. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URD_o przejmuje sprzedawca rezerwowy.
- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_o, w przypadku, o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URD_o utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URD_o traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku URD_o nie posiada ważnej umowy sprzedaży i OSDn ma prawo do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD_o, bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu. Energia pobrana przez URD_o w okresie poprzedzającym wstrzymanie dostarczania energii, będzie rozliczona po cenie stanowiącej pięciokrotność ceny energii elektrycznej o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 litera b) ustawy Prawo energetyczne.
- E.8. Jeżeli URD_w utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_w, w porozumieniu z OSDn, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSDn, a OSDn ma

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 26 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

prawo do wyłączenia tego URD_w, bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a URD_w.

- E.9. OSDn niezwłocznie po uzyskaniu od OSP lub OP-OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB, powiadamia sprzedawcę lub URD_w, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URD_w jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E. W przeciwnym wypadku może nastąpić wstrzymanie przez OSDn realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy lub URD_w, na zasadach opisanych odpowiednio w pkt.E.7 i E.8.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_w jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDn i sprzedawcy lub URD_w, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.11. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URD_w POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD_w i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD_w przez POB na obszarze działania OSDn.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 27 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

F.1.1. Sprzedawca, jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSDn w formie powiadomienia, w imieniu własnym i URD informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.

OSDn przyjmuje powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży poprzez dedykowany system informatyczny OSDn umożliwiający wymianę informacji, danych i dokumentów. Do czasu wdrożenia systemu informatycznego OSDn będzie przyjmować powiadomienia w formie pisemnej na formularzu stanowiący Załącznik nr 3.

F.1.2. OSDn przyjmuje powiadomienia, o których mowa w pkt. F.1.1., nie później niż na 21 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez nowego sprzedawcy. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez OSDn, zgodnie z procedurą określoną w rozdziale F. Przyjmowane powiadomienia dotyczą umów sprzedaży energii elektrycznej, których realizacja ma się rozpocząć pierwszego dnia miesiąca. Otrzymane powiadomienia z terminami rozpoczęcia sprzedaży innymi niż pierwszy dzień miesiąca będą podlegały poprawie przez Sprzedawcę na pierwszy dzień miesiąca, przy czym okres od dnia złożenia powiadomienia do wybranego pierwszego dnia miesiąca nie może być krótszy niż 21 dni. Otrzymane powiadomienia w terminach otrzymane później niż 21 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży będą weryfikowane negatywnie.

F.1.3. Do powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.2., należy dołączyć pełnomocnictwo do reprezentowania URD przez Sprzedawcę (OSDn dopuszcza kopię pełnomocnictwa poświadczonego notarialnie za zgodność z oryginałem). Aktualny wzór formularza, o którym mowa w pkt. F.1.2., obowiązujący na obszarze działania OSDn jest publikowany na stronie internetowej OSDn (www.ec.mielec.pl) oraz udostępniany na wniosek użytkowników systemu w siedzibie OSDn.

F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od momentu zakończenia przyjmowania przez OSDn powiadomień, o których mowa w pkt. F.1.1., zgodnie z terminem o którym mowa w pkt. F.1.2.

F.1.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDn o zmianach dokonanych w ww. umowie sprzedaży energii elektrycznej, w zakresie danych mających wpływ na realizację tej umowy przez OSDn z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

IRIESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 28 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- F.2.1. OSDn dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich kompletności i zgodności z umowami, o których mowa w pkt. A.4.3. oraz w zakresie określonym w pkt.F.1.2., w terminie 5 dni roboczych od otrzymania powiadomień, o którym mowa w pkt. F.1.1.
- F.2.2. Jeżeli powiadomienie, o których mowa w pkt. F1.1. zawiera braki formalne, OSDn informuje niezwłocznie o tym fakcie podmiot, który złożył te powiadomienie, jednak w terminie nie dłuższym niż 5 dni robocze od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.
- F.2.3. Jeżeli braki formalne, o których mowa w pkt. F.2.2. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSDn przerywa proces zmiany sprzedawcy, informując o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie, dotychczasowego sprzedawcę (jeśli świadczył usługę kompleksową), sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawcę z urzędu oraz odbiorcę końcowego.
- F.2.4. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. F.1.1. nie zawiera braków formalnych, OSDn w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, od dnia otrzymania tego powiadomienia informuje o przyjęciu zgłoszenia przedkładającego powiadomienie.
- F.2.5. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. F.1.1. nie zawiera braków formalnych, OSDn przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 29 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

OSDn nie przewiduje wykorzystania standardowych profili zużycia. Za każdym razem będą dostosowane układy pomiarowo-rozliczeniowe z pełnym profilem zużycia, tj. dostosowane do rozliczeń dobowo-godzinowych

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. OSDn identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej zgodnie z zapisami instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- I.2. OSDn identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
 - a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.3. OSDn przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej OSDp. do której jest przyłączony mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.4. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej, minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej oraz współpracując z OSDp.
- I.5. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp.
- I.6. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSDn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział VI Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 30 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

J. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

J.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

Oznaczenia skrótów są zawarte w IRiESD-Korzystanie.

J.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Pojęcia i definicje są zawarte w IRiESD-Korzystanie.

IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 31 z 31
zatwierdzono: 30 maja 2017		

**Elektrociepłownia Mielec spółka z o.o.
z siedzibą w Mielcu**

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Załączniki

Tekst obowiązujący od dnia: 30 maja 2017 r.

SPIS TREŚCI

ZAŁĄCZNIK NR 1 SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	BŁĄD! NIE ZDEFINIOWANO ZAKŁADKI.
ZAŁĄCZNIK NR 2 KARTA AKTUALIZACJI	25
ZAŁĄCZNIK NR 3 POWIADOMIENIE ZMIANY SPRZEDAWCY	22

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 2 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Załącznik nr 1
do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK
WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 3 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Istniejące jednostki wytwórcze muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRiESD.
- 1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- Nie dopuszcza się przyłączania źródeł wytwórczych w układach odczepowych linii 110 kV.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

- a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
- b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroźródeł lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 4 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

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

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt.IV.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.
- Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 5 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 3.6. OSD informuje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- a) łącznik określony w pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- 3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.11. Dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku podłączania mikroźródeł, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.13. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 6 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

zakończenia udanego cyklu SPZ.

- 3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 7 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105 \%$ prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- 5.5. OSD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.
- 5.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł,

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 8 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznich odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznich, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$ za wyjątkiem farm wiatrowych dla których współczynnik P_{lt} określono w pkt. 8.7.3.
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 9 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

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

gdzie:

- S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
- S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,
- N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,
- k – współczynnik wynoszący:
- 1 - dla generatorów synchronicznych,
 - 2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,
 - I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,
 - 8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,
- I_a – prąd rozruchowy,
- I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

Opisane w pkt. od 7.1. do 7.3. niniejszego załącznika kryteria, służą wykonaniu wstępnej ekspertyzy (wstępnej ocenie) możliwości przyłączenia źródła energii elektrycznej do sieci SN oraz zasilającej jej stacji 110/SN (GPZ), a także selekcji analizowanych źródeł energii elektrycznej. Niespełnienie określonych poniżej kryteriów przez analizowane źródło energii, może być uznane za podstawę do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku możliwości technicznych przyłączenia do sieci. Natomiast spełnienie tych kryteriów, obliguje dalszą analizę wpływu przyłączanego źródła na pracę systemu elektroenergetycznego, w tym wykonanie pełnej ekspertyzy.

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 10 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

7.1. Kryterium zapasu mocy w stacji 110/SN

7.1.1. Kryterium to służy do określenia poziomu mocy wytwórczej możliwej do przyłączenia w danej stacji 110/SN (bezpośrednio lub poprzez istniejącą sieć SN), przy uwzględnieniu:

- a) mocy transformatorów 110/SN,
- b) minimalnym obciążeniu poszczególnych sekcji,
- c) mocy zainstalowanej źródeł przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci SN współpracującej z daną stacją 110/SN.

7.1.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{tr} - |\sum S_{Gn} - S_{obc}| > 0$$

gdzie:

S_{tr} - moc znamionowa transformatora 110/SN [MVA]

$\sum S_{Gn}$ - suma mocy zainstalowanych źródeł w sieci SN [MVA]

S_{obc} - minimalne obciążenie [MVA]

Kryterium to należy zastosować dla pracy stacji 110/SN, gdzie obie sekcje rozdzielni SN są zasilane z jednego transformatora (niezależnie od normalnego układu pracy stacji), przy czym jako wartość S_{tr} należy przyjąć moc transformatora 110/SN o mniejszej mocy.

$\sum S_{Gn}$ należy przyjąć jako sumę mocy zainstalowanych wszystkich źródeł przyłączonych i planowanych do przyłączenia do sieci SN (wydane warunki przyłączenia) zasilanej z obu sekcji GPZ-tu. Przy określeniu wartości mocy S_{Gn} należy przyjąć $\text{tg}\varphi=0,4$.

S_{obc} należy przyjąć jako minimalne obciążenie GPZ-tu w ciągu roku. Przy określeniu wartości S_{obc} należy przyjąć $\text{tg}\varphi=0,4$.

7.1.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być przypadek w którym w stacji 110/SN planuje się wymianę transformatorów na jednostki o większej mocy.

7.2. Kryterium stabilności lokalnej

7.2.1. Kryterium to służy do stwierdzenia czy stan systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia (PCC) pozwala na przyłączenie źródła o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 11 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Kryterium to powinno się stosować jedynie przy analizie możliwości przyłączenia farm wiatrowych.

Ponieważ parametrem opisującym jakość systemu jest moc zwarciova, w związku z tym kryterium to uwzględnia relację pomiędzy:

- a) określoną mocą zwarciową w punkcie przyłączenia (PCC),
- b) mocą znamionową przyłączanego źródła.

7.2.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{kPCC} > 20 * \Sigma S_n$$

gdzie:

S_{kPCC} - moc zwarciova w PCC [MVA]

ΣS_n - suma mocy znamionowych poszczególnych turbin składających się na dane źródło energii elektrycznej [MVA]

Wartość S_{kPCC} jest mocą zwarciową od systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia źródła (PCC) w układzie normalnym pracy sieci SN.

W obliczeniach należy uwzględnić wartość mocy zwarciowej na szynach SN w GPZ-cie w układzie normalnym pracy GPZ-tu.

Zapis ΣS_n oznacza prostą sumę, w przypadku przyłączenia źródła do istniejącej sieci SN, co wynika ze specyfiki farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN (do trzech turbin, na niewielkim obszarze o zbliżonych warunkach wiatrowych).

7.2.3. Przedmiotowe kryterium ma charakter ultymatywny.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być sytuacja, w której w sieci współpracującej z analizowanym źródłem, planuje się działania prowadzące do spełnienia tego kryterium tj. zwiększające poziom S_{kPCC} .

7.3. Kryterium dynamicznej zmiany napięcia

7.3.1. Kryterium to służy do stwierdzenia czy poziom wahań napięcia związanych z procesami łączeniowymi pozwala na przyłączenie źródła o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji, przy uwzględnieniu:

- a) określonej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia (PCC),
- b) mocy znamionowej przyłączanego źródła,
- c) parametrów technicznych danego typu turbiny.

Kryterium to powinno się stosować jedynie przy analizie możliwości przyłączenia farm wiatrowych.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 12 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

7.3.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$d = k_u * \frac{S_{ng}}{S_{kPCC}} < 0,03$$

gdzie:

S_{kPCC} - moc zwarciova w PCC [MVA]

S_{ng} - największa moc znamionowa pojedynczej turbiny [MVA] w farmie wiatrowej

k_u - wskaźnik zmiany napięcia

Wartość S_{kPCC} należy przyjąć taką jak dla kryterium o którym mowa w pkt.7.2.

Wartość k_u należy przyjąć wg danych podanych we wniosku o wydanie warunków przyłączenia lub tzw. „wind testu”, dla wariantu łączy przy znamionowej prędkości wiatru i wartości kąta impedancji sieci:

- $\Psi_k=85$ - w przypadku przyłączenia źródła do szyn rozdzielni SN stacji 110/SN (GPZ),
- $\Psi_k=50$ - w przypadku przyłączenia źródła do istniejącej sieci SN.

7.3.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny:

- niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być przypadek w którym w sieci współpracującej z analizowanym źródłem, planuje się działania prowadzące do spełnienia tego kryterium tj. zwiększające poziom S_{kPCC} .

7.4. Kryteria oceny możliwości przyłączenia źródeł do sieci nN

7.4.1. Podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie zależności, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN. Należy również wziąć pod uwagę, aby moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych do stacji transformatorowej SN/nN nie przekraczała mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora (np. model średniorocznego obciążenia, dane z rejestratorów).

7.4.2. Źródła przyłączane lub przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę powodującą trwałe odłączenie źródła od sieci nN, w przypadku zaniku napięcia w tej sieci. Załączenie źródła może nastąpić po ponownym pojawieniu się napięcia ze zwłoką czasową określoną przez OSD w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 13 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROŹRÓDEŁ WSPÓŁPRACUJĄCYCH Z SIECIĄ DYSTRYBUCYJNĄ

8.1. Postanowienia ogólne

Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt.8 niniejszego załącznika obowiązują mikroźródła współpracujące z siecią dystrybucyjną, tzn.:

- a) przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN;
- b) przyłączone do wewnętrznej sieci nN odbiorcy zasilanej z sieci dystrybucyjnej OSD;

8.2. Przyłączanie mikroźródeł do sieci

8.2.1. Punktem przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (PCC) mikroźródła, brany pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia niezależnie od punktu podłączenia, o którym mowa w pkt. 8.2.2, jest złącze w sieci dystrybucyjnej nN.

8.2.2. Punktem podłączenia jest punkt włączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Punktem podłączenia mogą być:

- a) zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu pomiarowym,
- b) zaciski prądowe rozdzielnic w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy,
- c) zaciski prądowe w nowym złączu pomiarowym.

Sposób przyłączenia mikroźródła jest uzależniony od jego mocy znamionowej:

- a) do 3kW – jednofazowo lub wielofazowo,
- b) od 3kW do 10kW – wielofazowo.

8.2.3. Dla mikroźródeł, dla których punktem podłączenia jest złącze pomiarowe, należy zapewnić możliwość wyłączenia obwodu mikroźródła przez służby OSD, bez konieczności wyłączania innych obwodów.

8.2.4. Złącze będące punktem przyłączenia (PCC) mikroźródła powinno być odpowiednio oznaczone.

8.3. Kryteria współpracy z siecią

8.3.1. Mikroźródło przyłączane do sieci dystrybucyjnej w określonym punkcie (PCC) powinno spełniać następujące kryterium:

- a) moc zwarciorowa w punkcie przyłączenia (PCC) powinna być przynajmniej 20 razy większa od sumy mocy znamionowych mikroźródeł przyłączonych do tego samego obwodu sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN,

8.3.2. Wymagania dotyczące urządzeń łączeniowych zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 2 niniejszego załącznika.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 14 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

8.3.3. Wymagania dotyczące zabezpieczeń zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 3 niniejszego załącznika.

Ponadto instalacja współpracująca z mikroźródłem powinna zostać wyposażona w następujące zabezpieczenia:

- a) dla mikroźródła podłączonego poprzez inwerter:
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
- b) dla mikroźródła podłączonego w sposób inny niż określono w pkt. a):
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - zabezpieczenie nadnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła.

Wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

Ze względu na koordynację zabezpieczeń minimalna moc przyłączeniowa odbiorcy (obiektu przyłączonego), do którego wewnętrznej instalacji elektrycznej ma zostać przyłączone mikroźródło, powinna być nie mniejsza niż 4,5 kW dla instalacji 1-fazowej oraz 12,5 kW dla instalacji 3-fazowej

8.3.4. Wymagania dotyczące załączania mikroźródeł zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 5 niniejszego załącznika.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

9.1. Postanowienia ogólne

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

9.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 9 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

9.1.3. Farmy wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt. 9 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 15 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 9.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- regulacja mocy czynnej,
 - praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
 - załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
 - regulacja napięcia i mocy biernej,
 - wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - systemy monitoringu i telekomunikacji,
 - testy sprawdzające.
- 9.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 9.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 9.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 9.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 9.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 9.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 16 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 9.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 9.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 9.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 9.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 9.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2s.
- 9.2.6. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 9.2.7. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 9.2.8. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSD, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 17 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

9.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

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

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

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

- a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
- b) $\pm 10 \% U_n$ – dla sieci SN.

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

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

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

9.3.6. OSD, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 18 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

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

9.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

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

9.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

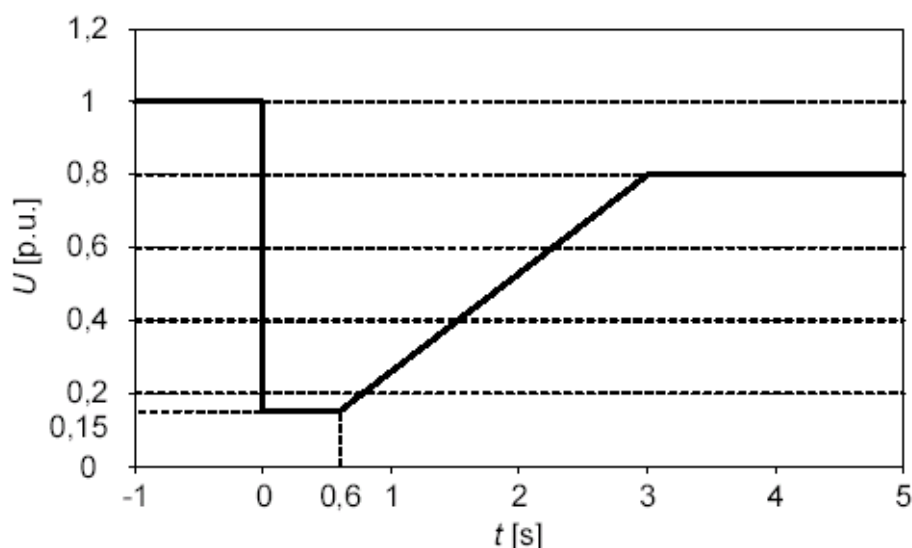
- 9.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 9.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 9.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 19 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 9.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- 9.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

9.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

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



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

- 9.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 9.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci,

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 20 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

- 9.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

9.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 9.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 9.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%
- 9.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- 9.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmoniczných napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmoniczných THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 9.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 9.7.1. do 9.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 9.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmoniczných napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 9.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 9.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 21 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

9.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 9.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 9.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 9.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.
- 9.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 9.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:
- a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
 - c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.
- Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

9.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 9.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
- Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.
- 9.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 9.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:

IRIESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 22 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110kV,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 9.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 9.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 9.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 9.9.7. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 9.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa OSD na etapie projektowania.
- 9.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

9.10. Testy sprawdzające

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

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 23 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

- 9.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 3 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na miesiąc przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

- 9.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

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

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

- 9.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

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

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 24 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Załącznik nr 2
do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

KARTA AKTUALIZACJI

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 25 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:
2. Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację:
3. Przyczyna aktualizacji:
.....
.....
.....
4. Numery punktów podlegających aktualizacji:
.....
.....
5. Nowe brzmienie punktów instrukcji:

[illegible]

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 26 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

[illegible]

.....

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 27 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

Załącznik nr 3
do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

POWIADOMIENIE ZMIANY SPRZEDAWCY

IRiESD – Załączniki		
data: 7.05.2013	wersja 1.0	strona 28 z 28
zatwierdzono: 30 maja 2017		

data zgłoszenia

numer zgłoszenia

Powiadomienie

- ☐ ZMIANY SPRZEDAWCY
☐ UMOWY SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ *



1. DANE KLIENTA (URD- Uczestnik Rynku Detalicznego):

Imię/firma

Nazwisko/firma

Adres zameldowania/adres siedziby firmy

Kod pocztowy

Miejscowość

Adres do korespondencji

Kod pocztowy

Miejscowość

Telefon

e- mail

KRS/wpis do ewidencji działalności gospodarczej

NIP/PESEL REGON

2. PUNKT POBORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Numer PPE

ulica

nr lokalu tego punktu poboru

Miejscowość

Kod pocztowy

Miejscowość

Rodzaj Odbiorcy: ☐ gospodarstwo domowe☐ podmiot instytucjonalny

Imię i nazwisko oraz podpis osób(-y) zgłaszających

Data

Podpis

*zaznaczyć w przypadku zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej
(np. zmiana okresu obowiązywania umowy)

3. DANE Nowego Sprzedawcy

Nazwa nowego sprzedawcy

Nazwa nowego sprzedawcy

Telefon

e- mail

Numer generalnej umowy dystrybucji

4. DANE DOTYCZĄCE UMOWY SPRZEDAŻY

Nr umowy sprzedaży energii elektrycznej

Planowane roczne zużycie energii w MWh

Umowa zawarta jest na czas :

☐ na czas nieokreślony☐ na czas określonydo:

Planowany termin rozpoczęcia sprzedaży:

dzień

miesiąc

rok

5. SPRZEDAWCA REZERWOWY

Sprzedawca rezerwowy:

☐ Sprzedawca z urzędu (dotyczy Odbiorców z grupy taryfowej G)☐

Brak wisaniania spowoduje, że funkcję sprzedawcy rezerwowego będzie pełniła Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.

6. DANE PODMIOTU ODPOWIEDZIALNEGO ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

Nazwa Przedsiębiorstwa Energetycznego

Kod URB

Data

Podpis

Sposób realizacji wniosku:

☐ weryfikacja pozytywna☐ weryfikacja negatywna

Data

Podpis OSDn