

TOWARZYSTWO INWESTYCYJNE „ELEKTROWNIA-WSCHÓD”
SPÓŁKA AKCYJNA w LUBLINIE

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą Aktualizacji nr B/1/2017 IRiESD z dnia 30 maja 2017 r.*

Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 30 maja 2017 r



Elektrownia Wschód S.A.

*Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
została przyjęta przez Zarząd Towarzystwa Inwestycyjnego „Elektrownia – Wschód” S.A.*

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 2 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

SPIS TREŚCI

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	7
I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE	7
I.2.CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	13
I.3.CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ TIEW S.A.	13
I.4.OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	14
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.	15
II.1.ZASADY PRZYŁĄCZANIA	15
II.2.ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	22
II.3.ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 23	23
II. 4.WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW , LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.....	25
II.5.DANE PRZEKAZYWANE DO TIEW S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	55
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.....	61
III.1.PRZEPISY OGÓLNE	61
III.2.PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI.....	62
III.3.PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	63
III.4.UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PRZYŁĄCZONYCH BEZPOŚREDNIO DO SIECI PRZESYŁOWEJ	63
III.5.DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA.....	64
III.6.REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH.....	65
III.7.WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	66
III.8.OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	66
III.9.OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA	67
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	67
III.11.WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	68
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	68
IV.1.BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	68
IV.2.BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	70
IV.3.WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	70
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	78
VI.1.OBOWIĄZKI TIEW S.A.....	78
VI.2.STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH TIEW S.A.....	79
VI.3.PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	80
VI.4.PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	81
VI.5.UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	82
VI.6.PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	82
VI.7.PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	84
VI.8.ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	85
VI.9.DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO TIEW S.A.	85

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 3 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

VI.10.ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	86
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.	87
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	88
VIII.1.PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	89
VIII.2.WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	91
VIII.3.DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	92
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	96
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	99
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE.....	99
A.1.UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	100
A.2.ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY.....	101
A.3.OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	102
A.4.WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	103
A.5.ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	107
A.6.ZASADY WSPÓŁPRACY OSD _N Z OSD _P W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	109
A.7.ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ.....	111
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD.....	119
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	120
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 120	
C.2.ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	123
D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY	125
D.1.WYMAGANIA OGÓLNE	125
D.2.ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	126
D.3.PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo	127
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO.....	128
F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	131
G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	132
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....	132
SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.....	134
I. OZNACZENIA SKRÓTÓW	135
II. POJĘCIA I DEFINICJE	138
WYTYCZNE DOKONYWANIA OGLĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW URZĄDZEŃ, INSTALACJI ORAZ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH EKSPLOATOWANYCH PRZEZ TIEW S.A.	172
1. WSTĘP	174
2. OGLĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	174

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 4 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	176
4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	177
5. OGLĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI	178
6. REMONTY URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	178
7. CZASOOKRESY OGLĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH	178

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 5 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej	Str. 151
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez TIEW S.A.	Str. 172
Załącznik nr 3	Zakres informacji zawartych w formularzu powiadomienia TIEW S.A. przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej	Str. 180
Załącznik nr 4	Lista kodów którymi TIEW S.A. informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej	Str. 182
Załącznik nr 5	Karta aktualizacji.	Str. 183

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 6 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia - Wschód” Spółka Akcyjna (zwana dalej TIEW S.A.) jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne

I.1.2. TIEW S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn, zwany również dalej OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną TIEW S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej IRiESD,
- b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998 r., nr 21 poz. 94 z późniejszymi zmianami),
- c) Decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 roku znak DPE-4711-174(6)/2011/4399/ŁG Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę TIEW S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
- d) Decyzji z dnia 27 lutego 2004 r znak PEE/268/4399/W/2/2004/MS udzielającej Spółce TIEW S.A. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, uaktualnionej o zmianę obszaru prowadzonej działalności decyzją Prezesa URE znak PEE/268A/4399/W/OLB/2006/MSZ z dnia 19 maja 2006 r, zaktualizowanej decyzją Prezesa URE o zmianę siedziby nr PEE/268B/4399/W/OLB/2007/TD z dnia 13 lutego 2007 r.
- e) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej (zwanego dalej OSD-PGE S.A. lub OSDp) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD-PGE S.A. lub IRiESDp),
- f) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP).
- g) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623 z późniejszymi zmianami).

I.1.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez TIEW

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 7 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

S.A. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy,

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych TIEW S.A. 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 TIEW S.A. w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, oraz linii bezpośrednich,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny TIEW S.A. niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 8 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESD-PGE S.A. oraz postanowienia IRiESP:

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

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

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego OSD-PGE S.A., w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 9 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,

8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,

9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,

9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego OSDp,

c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,

d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,

f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 10 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
- 10) współpracę z OSDp oraz operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 12) stosowanie się do warunków współpracy z OSDp w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
 - 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu dystrybucyjnego przesyłowego elektroenergetycznego OSDp przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.
 - 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego OSDp w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.
- I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV, dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.1.10. TIEW S.A. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.1.11. TIEW S.A. nie ponosi odpowiedzialność za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.
- I.1.12. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - 2) rozwiązanie z TIEW S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.13. TIEW S.A. udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.14. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- I.1.15. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 11 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.

- I.1.16. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.17. W zależności od potrzeb, TIEW S.A. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.18. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.19. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.20. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - zakres aktualizacji IRiESD,
 - nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

- I.1.21. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- TIEW S.A. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, TIEW S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.22. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.23. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje TIEW S.A.
- dokonyje analizy otrzymanych uwag,
 - w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- I.1.24. IRiESD lub Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 12 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, TIEW S.A. publikuje na swojej stronie internetowej.

Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, TIEW S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- I.1.25. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci TIEW S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez TIEW S.A., są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej 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.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ TIEW S.A.

- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymaniu:
- a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. TIEW S.A. świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
- a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 13 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV, V i VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
- c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej formie,
- d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
- f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
- h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

I.3.4. TIEW S.A. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia; we wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSDp oraz OSP.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.

I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.4.1. TIEW S.A. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku TIEW S.A. opracowuje i udostępnia

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 14 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.8. niniejszej instrukcji.

- I.4.3. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, TIEW S.A. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy TIEW S.A.,
 - g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
 - h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez TIEW S.A.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od TIEW S.A. wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u TIEW S.A. wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez TIEW S.A.,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 15 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- niż 1 kV wpłacie na rachunek bankowy, wskazany przez TIEW S.A. we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- 4) TIEW S.A. dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
 - 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, TIEW S.A. informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 – II.1.6. niniejszej instrukcji,
 - 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, TIEW S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
 - 7) TIEW S.A. potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez TIEW S.A. dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne TIEW S.A. przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,
 - 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez TIEW S.A. 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,
 - 9) wydanie przez TIEW S.A. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 10) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
 - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. TIEW S.A. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 16 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia TIEW S.A. Wniosek dostępny jest: na stronie internetowej www.tiew.pl, oraz w siedzibie Spółki.
- 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. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSDp oraz OSP.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- 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,
 - w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
 - w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 17 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- g) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,
- h) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa TIEW S.A. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej na napięciu 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSDp oraz z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3. określa TIEW S.A. które zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną TIEW S.A. instalacji lub innych sieci,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 11) 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;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 18 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 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,
- 14) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.
- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa TIEW S.A. w warunkach przyłączenia.
- II.1.10. TIEW S.A. 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 przyłączenia źródła – od dnia wniesienia zaliczki.
- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez TIEW S.A. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci TIEW S.A. na podstawie opracowanej przez TIEW S.A. ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z sąsiednim OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy sąsiedni OSD dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.
- II.1.14. TIEW S.A. wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.
- II.1.15. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, , wymagają uzgodnienia z OSDp oraz z OSP.
- TIEW S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego którego sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej uzgadnia je z OSDp do którego sieci jest przyłączony.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 19 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Jeżeli warunki przyłączenia, określone przez TIEW S.A. wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSDp

- II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.7. i II.1.15 obejmuje:
- 1) uzgodnienie założeń oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie zapisy IRiESP – „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci” - pkt II.B.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.
- II.1.17. Uzgodnienie warunków przyłączenia, o którym mowa w pkt. II.1.7. i II.1.15 jest realizowane po przekazaniu przez OSDp do operatora systemu przesyłowego, projektu tych warunków wraz z dokumentami określonymi w IRiESP – „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci” - pkt II.B.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.
- II.1.18. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez TIEW S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.19. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci TIEW S.A. i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) warunki udostępnienia TIEW S.A. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 20 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

ruchowej z TIEW S.A.,

- 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.20. TIEW S.A. ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci, układów pomiarowych i układów pomiarowo – rozliczeniowych w zakresie spełnienia wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia stanowiących element umowy.
- II.1.21. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.22. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną TIEW S.A. są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.23. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.24. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.V.9, podlegającą uzgodnieniu z TIEW S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.25. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. 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.1.26. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., wskazane przez TIEW S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują TIEW S.A. dane określone w Art. 16 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.27. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do TIEW S.A

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 21 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego, w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

II.2.2. Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1, w zakresie połączenia sieci różnych operatorów systemów OSD powinna określać w szczególności:

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 22 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.
- II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:
- 1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
 - 2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
 - 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
 - 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.
- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

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

II.3.1. Zasady odłączania

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. określone w niniejszym rozdziale obowiązują TIEW S.A. oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. TIEW S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w następujących przypadkach:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. TIEW S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez TIEW S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 23 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- zawiadomieniu TIEW S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. TIEW S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. uzgadnia z TIEW S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. TIEW S.A. uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. TIEW S.A. uzgadnia z OSDp odłączenie podmiotów o których mowa w pkt.II.1.15.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach, TIEW S.A. sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony TIEW S.A. 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.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

- II.3.2.1. TIEW S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.20, TIEW S.A. stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 24 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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

- II.3.2.2. TIEW S.A. 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.3.2.3. TIEW S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.
- II.3.2.4. TIEW S.A. bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.2.1. oraz pkt.II.3.2.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.2.5. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.2.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

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

II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych TIEW S.A. urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 25 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji.
- II.4.1.6. Dostosowanie urządzeń do wymagań technicznych, o którym mowa w punkcie II.4.1.5. należy zrealizować do dnia 31.12.2015 r,

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

- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
- II.4.2.2. TIEW S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci, SN i nN, dla podmiotów przyłączonych do sieci na napięciu 110kV warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej określa OSDp. przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez operatora systemu przesyłowego lub OSDp w uzgodnieniu z OSP.
- II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 26 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1 są ustalane pomiędzy wytwórcą, a TIEW S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt. II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - e) urządzeń regulacji pierwotnej,
 - f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.4.3.4. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt. II.4.5.

II.4.4. Wymagania techniczne dla oraz linii bezpośrednich

- II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1.
- II.4.4.3. TIEW S.A. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.
- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.
- II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach TIEW S.A. może określić w warunkach

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 27 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

- II.4.4.7. TIEW S.A. 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.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.5.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych, czynnych i modernizowanych, w tym obiektów podmiotów przyłączanych i przyłączonych.
- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez TIEW S.A. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez TIEW S.A.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy, oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- II.4.5.1.5. TIEW S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6. TIEW S.A. 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 28 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy EAZ powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami.
W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielnicach sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 29 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

zakłóceń pola SN transformatorów zasilających, pola transformatorów potrzeb własnych oraz pola linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.

II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,

Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,

Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP za pośrednictwem OSDp

II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją i z zadaniem programem pracy.

II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe, przy czym przynajmniej jedno z nich powinno być zabezpieczeniem odległościowym dwukierunkowym,
- 2) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- 3) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
- 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 30 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

II.4.5.2.2.2. Linie pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub ziemnozwarciowe. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
- 3) automatykę 1- lub 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych),
- 4) w uzasadnionych przypadkach w urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z jednostkami wytwórczymi,
- 5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

W liniach, w których pomiar impedancji nie zapewnia odpowiedniej czułości zabezpieczeń odległościowych, jako podstawowe należy stosować zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.2.3. Linie pracujące w układzie promieniowym (przy czym jako linię promieniową nie uważa się linii łączącej stację OSD z GPO) wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe ziemnozwarciowe,
- 2) automatykę 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych).

II.4.5.2.2.4. Linie łączące rozdzielnie KSE wyłącznie z GPO wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
 - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
 - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”,
 - c) napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej (dotyczy zabezpieczeń ziemnozwarciowych),
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy.

II.4.5.2.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją TIEW S.A., dopuszcza się

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 31 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.4.5.3.1.

II.4.5.2.3.2. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwległy koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H” , do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.

II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

- 1) rozcinające jako podstawowe,
- 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 32 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

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

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.4.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

Dla transformatorów pracujących z uziemionym punktem neutralnym strony 110kV zaleca się stosowanie zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, działającego w oparciu o pomiar prądu płynącego przez punkt neutralny.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora. W pozostałych układach sieci SN ww. zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych może działać na sygnalizację.

II.4.5.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 33 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeptów.

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.4.1.2. 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 zwarcowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. 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.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50% napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatów wyrażonych w stosunku do składowej zerowej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 34 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

napięcia podczas zwarcia bezporowego:

- 1) 5 -10% w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 -15% w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- 3) 10 -20% w sieciach skompensowanych.

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

II.4.5.4.1.6. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

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

II.4.5.4.2.2. 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 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 35 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

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

II.4.5.4.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

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

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 36 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.4.3.2. 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.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa OSD:

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

II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 37 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. 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 wyposażyc w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. 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) **SCO należy stosować w uzgodnieniu z TIEW S.A.,**
- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 38 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

II.4.5.4.7.2. 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.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.5.1. 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.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

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

II.4.5.5.4. TIEW S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z TEW S.A. lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 1.

II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.

II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 39 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 1) nadprądowe zwłoczne,
- 2) nadprądowe zwarciove,
- 3) nad- i pod-napięciowe,
- 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
- 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.

II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
- 2) nad- i podnapięciowe,
- 3) nad- i podczęstotliwościowe,
- 4) ziemnozwarciowe.

II.4.5.5.6.6. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym TIEW S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.4.5.5.6.7. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.4.5.5.6.8. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.5.6.9. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.6.1. TIEW S.A. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego TIEW S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z TIEW S.A. w szczególności podmiotom tym zabrania się:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 40 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.6.3. TIEW S.A. może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu wspomaganie prowadzenia ruchu i sterowania pracą sieci dystrybucyjnej (SCADA) i systemu telemechaniki

- II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują TIEW S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
 - c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach powinno być wykonane jako

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 41 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,

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

II.4.6.4. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny transmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. co najmniej następujące informacje:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną, sygnalizację awaryjną potrzeb własnych prądu stałego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 42 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania i uszkodzenia zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

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

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 43 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

w życie w przypadkach:

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

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu. Przy czym zgodnie z zapisami rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* przyjmuje się zasadę, że właścicielem układu pomiarowego w przypadku podmiotów zaliczonych do grupy przyłączeniowej IV i V jest TIEW S.A., natomiast dla pozostałych grup przyłączeniowych właścicielem układów pomiarowych jest odbiorca.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub rozdzielenia umów kompleksowych dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością TIEW S.A., powinien spełniać powyższe wymagania przed dniem złożenia wniosku, o którym mowa w pkt. B.1. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością TIEW S.A. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy lub dzień rozdzielenia umowy kompleksowej, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których TIEW S.A. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 44 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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 TIEW S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

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

II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

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

Na wniosek odbiorcy, za zgodą TIEW S.A. dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda TIEW S.A. uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

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

II.4.7.1.6. TIEW S.A. poprzez OSDp uzgadnia z OSP protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 45 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

II.4.7.1.7. TIEW S.A. uzgadnia z OSDp protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określa standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

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

- a) kat. A1 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- b) kat. A2 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 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 mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- h) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- i) 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,
- j) kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 46 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a), b) oraz c).

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

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

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

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

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa TIEW S.A.

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

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

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

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa TIEW S.A. w warunkach przyłączenia, umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

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

W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 47 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

B4, B5, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

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

- II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych budowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub TIEW S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, TIEW S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub TIEW S.A. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 48 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- II.4.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i TIEW S.A.
- II.4.7.1.22. TIEW S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż TIEW S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać TIEW S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.24. TIEW S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli TIEW S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60. dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W ciągu 30. dni 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. TIEW S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a TIEW S.A. dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem, wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 49 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, TIEW S.A. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

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

II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

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

II.4.7.2.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

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

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

- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 50 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.,

- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.

II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:

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

II.4.7.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR TIEW S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

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

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

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

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z 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 elektrycznej,
c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 51 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- g) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR TIEW S.A. 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.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 52 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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 utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR TIEW S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 53 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR TIEW S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
 - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) TIEW S.A. w przypadkach zbierania danych pomiarowych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi 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 TIEW S.A.,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 54 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

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

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO TIEW S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

- II.5.1.1. Dane przekazywane do TIEW S.A. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- dane opisujące stan istniejący,
 - dane prognozowane dla perspektywy określonej przez TIEW S.A.,
 - dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.
- II.5.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do TIEW S.A. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- schematy główne układów elektrycznych,
 - dane jednostek wytwórczych,
 - dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - moc osiągalną,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 55 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez TIEW S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do TIEW S.A. następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 56 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

k) seria słupów.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensorywnym (dotyczy wytwórców posiadających jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV) tj.:
 - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
- j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 57 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- s) moc czynną potrzeb własnych,
- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z TIEW S.A.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez TIEW S.A.

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. 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 TIEW S.A. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

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

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 58 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez TIEW S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do TIEW S.A. następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:

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

II.5.3.4. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

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

II.5.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z TIEW S.A.

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

II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV TIEW S.A. dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

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

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

II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają TIEW S.A. wyniki

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 59 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.

- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 60 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. 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 OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

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

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz TIEW S.A. uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. TIEW S.A. prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 61 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

zagrożający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

TIEW S.A. może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa TIEW S.A. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez TIEW S.A.” stanowiące Załącznik Nr 2 do IRiESD.

III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po 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 i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.8. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez TIEW S.A. 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.
- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, TIEW S.A. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z TIEW S.A. jeżeli właścicielem nie jest TIEW S.A.) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

TIEW S.A. w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 62 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z TIEW S.A. jeżeli urządzenie ma wpływ na pracę sieci TIEW S.A.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PRZYŁĄCZONYCH BEZPOŚREDNIO DO SIECI PRZESYŁOWEJ

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.

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

III.4.3. TIEW S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESDp.

III.4.4. TIEW S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo – rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu dystrybucyjnego OSDp.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 63 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
 - dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumentację projektową i powykonawczą,
 - protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
 - dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
 - dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
 - instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
 - wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - dziennik operacyjny,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 64 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 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.

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

- 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.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

III.6.1. TIEW S.A. w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia TIEW S.A. prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 65 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

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

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

III.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.

III.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

III.7.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych OSDp, TIEW S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego OSDp, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. spory rozstrzyga TIEW S.A.

III.7.6. TIEW S.A. sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. TIEW S.A oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. TIEW S.A. stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 66 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane obowiązującymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWOŻAROWA

III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.9.2. TIEW S.A. zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. TIEW S.A. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących szczególności:

- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
- b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych TIEW S.A. zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. uzgadniają z TIEW S.A. prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. ustalonego w pkt.VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. przekazują do TIEW S.A. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 67 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

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

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

- awaria w systemie,
- awaria sieciowa.

- IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 68 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

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

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

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

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

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

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

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

IV.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 69 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. TIEW S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną TIEW S.A.
- IV.2.2. TIEW S.A. dotrzymuje parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

- IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp, OSDn podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.
- OSDn i OSDp na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:
- wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
 - wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn i OSDp lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,
 - tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
 - tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w pkt IV.3.6.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 70 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

IV.3.1.4. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt IV.3.3, IV.3.4, IV.3.5 i IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub 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 wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w pkt IV.C.10.3. IRiESP służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 71 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- IV.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IV.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IV.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IV.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IV.3.2.7. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
- przygotowanie przez OSDn., w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn,
 - uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez OSDn z OSDp,
 - powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSDn., o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do OSDn przez OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu.
- W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, OSDn zobowiązany jest do powiadomienia o tym OSDp., w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.
- IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
 - stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
 - 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 72 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

ustalonego minimum, niepowodującego:

- i) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- ii) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

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

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

IV.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IV.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.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

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

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

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 73 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

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

IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDn i OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDn i OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.

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

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

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

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

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

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

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

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

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 74 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

- IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp, OSDn lub,
 - b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.
- IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

- IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w pkt IV.C.2.3. IRiESP), w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSD powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.
- IV.3.5.2. OSDn realizuje wymagania pkt IV.3.5.1. za pośrednictwem OSDp w terminie do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.
- IV.3.5.3. OSDn za pośrednictwem OSDp w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do OSDn. informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDn przekazuje do OSDp informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.
- IV.3.5.4. OSDn w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.
- IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 75 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

okres 72 godzin.

- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP za pośrednictwem OSDp poprzez:
- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczełów transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłuższej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.
- IV.3.6.4. OSDn i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- a) poziom napięcia,
 - b) pozycje przełączników zaczełów transformatorów 110 kV/SN,
 - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

V. WSPÓŁPRACA TIEW S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. TIEW S.A. współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego z pośrednictwem OSDp,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,
- oraz odbiorcami i wytwórcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy TIEW S.A. z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej.
- V.3. TIEW S.A., realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp).
- V.4. Zasady i zakres współpracy TIEW S.A. z operatorami systemu dystrybucyjnego których sieć posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową są określone w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 76 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- niniejszej IRiESD, IRiESDp. , IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy TIEW S.A. i OSDp.
- V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Współpraca TIEW S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.9. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o napięciu 110 kV i SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez TIEW S.A., opracowują i uzgadniają z TIEW S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD
- V.10. Przedmiotem instrukcji współpracy, służb dyspozytorskich TIEW S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- V.11. Instrukcja współpracy, służb dyspozytorskich TIEW S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. zawiera co najmniej:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 77 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- b) eksploatacyjne granice stron,
- c) zakres i tryb obiegu informacji,
- d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez TIEW S.A.

V.12. TIEW S.A. umożliwi realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi TIEW S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania TIEW S.A.,
- c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI TIEW S.A.

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu TIEW S.A. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej - TIEW S.A. w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
- d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- e) prowadzi działania sterownicze,
- f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
- g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 78 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

energii elektrycznej,

- h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSDp i OSP w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
- i) przekazuje do OSDp zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,
- j) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.

VI.1.3. OSDn wraz z OSDp koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.

VI.1.4. Na obszarze sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSDp za której ruch odpowiada OSDn., OSDp koordynuje i dostarcza wyliczone nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz wyznacza miejsca uziemień punktów neutralnych transformatorów 110 kV/SN.

VI.1.5. TIEW S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada za wyjątkiem sieci koordynowanej 110 kV, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH TIEW S.A.

VI.2.1. TIEW S.A. realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie

VI.2.2. Służba dyspozytorska OSDp - CDM jest uprawniona do wydawania poleceń ruchowych służbom dyspozytorskim w TIEW S.A. w zakresie układu pracy koordynowanej sieci 110 kV.

VI.2.3. Służby dyspozytorskie TIEW S.A. działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego, lub personelu dyżurnego innych podmiotów na zasadach określonych w instrukcjach współpracy.

Służby dyspozytorskie TIEW S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji operatywnie kierują:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK.

VI.2.4. Służby dyspozytorskie TIEW S.A., sprawują operatywne kierownictwo nad

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 79 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z OSDp, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.5. Służby dyspozytorskie TIEW S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji sprawują nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK.

VI.2.6. Służby dyspozytorskie TIEW S.A. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego TIEW S.A., polegający w szczególności na:

- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
- b) podejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
- c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie TIEW S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od VI.2.3 do VI.2.6. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. TIEW S.A. ustala okres ich przechowywania.

VI.2.8. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, TIEW S.A. w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze. W sytuacji wystąpienia awarii w sieci 110 kV koordynowanej przez OSDp., w pracach komisji powoływanej przez TIEW S.A. mogą uczestniczyć również przedstawiciele OSDp.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 80 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

w zakresie i terminach ustalonych przez TIEW S.A.

- VI.3.2. TIEW S.A. sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. na zasadach opisanych w IRiESDp oraz IRiESP.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. TIEW S.A. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez OSDp, TIEW S.A. uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych z wytwórcami.
- VI.3.5. TIEW S.A. przesyła do wytwórców o mocy powyżej 10 MW zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.6. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.8. TIEW S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. za wyjątkiem jednostek wytwórczych JWCD i JWCK przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. TIEW S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
- VI.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez TIEW S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.
- VI.4.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o mocy przyłączeniowej powyżej 5 MW, zobowiązane są do przekazywania do TIEW S.A. godzinowych grafików prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 81 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

każdej kolejnej doby.

V.I.4.4. Zasady i sposób przekazywania danych o których mowa w pkt VI.4.3 określa TIEW S.A.

VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

VI.5.2. TIEW S.A. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- b) wymagane poziomy napięcia,
- c) wartości mocy zwarciovych,
- d) rozkłady mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) dopuszczalne obciążenia,
- f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
- g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- h) nastawienia zaczeów dławików gaszących,
- i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- k) harmonogram pracy transformatorów,
- l) wykaz jednostek wytwórczych.

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

VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez TIEW S.A. do dnia:

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

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. TIEW S.A. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 82 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- VI.6.2. TIEW S.A. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
 - plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają do TIEW S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.4.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do TIEW S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do TIEW S.A. wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. TIEW S.A. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do TIEW S.A. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem, TIEW S.A. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- VI.6.6. TIEW S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.7.
- VI.6.7. TIEW S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 83 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.
- VI.6.8. TIEW S.A. jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień z OSDp zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.
- VI.6.9. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE**
- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadkach konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim TIEW S.A. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. TIEW S.A. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. TIEW S.A. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez TIEW S.A. uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez TIEW S.A. uwag.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 84 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSDp, zgodnie z IRiESD-OSDp, służby dyspozytorskie TIEW S.A. uzgadniają programy łączeniowe z OSDp.

VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

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

VI.8.1. TIEW S.A. i OSDp uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.

VI.8.5. TIEW S.A. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

VI.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania TIEW S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDn i OSDp.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO TIEW S.A.

VI.9.1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na obrót energią elektryczną przekazują do TIEW S.A. prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dotyczące swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w zakresie i terminach określonych w pkt II.5..

VI.9.2. Odbiorcy grupy II przyłączeni do sieci TIEW S.A. oraz odbiorcy wskazani przez TIEW S.A., sporządzają oraz przesyłają dane w zakresie i terminach określonych w pkt II.5.

VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej, przekazują w formie ustalonej przez TIEW S.A. następujące informacje:

- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 85 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

18 miesięcy kalendarzowych,

- b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej dla każdej godziny doby,
- e) wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

VI.10.1. TIEW S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

VI.10.2. Ograniczenia systemowe są podzielone na:

- a) ograniczenia elektrowniane,
- b) ograniczenia sieciowe.

VI.10.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni powodowane przez:

- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
- b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
- c) działanie siły wyższej,
- d) realizację polityki energetycznej państwa.

VI.10.4. TIEW S.A. 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.

VI.10.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez TIEW S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
- b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 86 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- VI.10.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez TIEW S.A. z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- VI.10.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- VI.10.8. TIEW S.A. przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSDp, oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- VI.10.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych TIEW S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:
- a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - c) wnioskowanie do OSDp o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.
- VI.10.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych TIEW S.A. podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z innymi OSD.
- VI.10.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, TIEW S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 87 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.

VII.2. Sieć dystrybucyjna TIEW S.A. o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.

VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa TIEW S.A.

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

VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez TIEW S.A.

VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych TIEW S.A. powinny spełniać wymagania standardów przyjętych w TIEW S.A..

VII.7. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.

VII.8. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala TIEW S.A.

VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 88 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

**WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII
ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI
UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU**

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

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

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

VIII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyluczając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VIII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 89 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

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

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

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 90 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

określonych w powyższych podpunktach 1)-4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

- 1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez TIEW S.A. informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

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

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 91 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

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

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

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

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

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VIII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,
- d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 92 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy
- d) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 93 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 95 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

Tablica 5.

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

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. TIEW S.A. obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2. Ustalone są następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 96 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 97 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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 TIEW S.A.,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 98 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 99 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami), zwaną dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 roku znak DPE-4711-174(6)/2011/4399/ŁG Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia-Wschód” Spółka Akcyjna Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego zwanego dalej „TIEW S.A.”
- c) decyzji z dnia 27 lutego 2004 r znak PEE/268/4399/W/2/2004/MS udzielającej Spółce TIEW S.A. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, uaktualnionej o zmianę obszaru prowadzonej działalności decyzją Prezesa URE znak PEE/268A/4399/W/OLB/2006/MSZ z dnia 19 maja 2006 r, zaktualizowanej decyzją Prezesa URE o zmianę siedziby nr PEE/268B/4399/W/OLB/2007/TD z dnia 13 lutego 2007 r.
- d) taryfy TIEW S.A.,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE Operator S.A.
- f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji sieci Dystrybucyjnej opracowanej przez PGE Dystrybucja S.A.

A.1.2. TIEW S.A. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP oraz IRiESDp pełni rolę operatora typu OSDn.

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z właściwym do miejsca przyłączenia OSDp/OSDn, są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w Rynku Bilansującym na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).

A.1.4. TIEW S.A. jako OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej: „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 100 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

OSDn i OSDp oraz zapisów pkt A.6. niniejszej instrukcji.

- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą z TIEW S.A. jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci na której jest wyznaczony OSDn (zwanych dalej URDn) reguluje IRiESD opracowana przez OSDn i zatwierdzona przez Prezesa URE.

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 TIEW S.A. 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) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- f) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- g) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym.
- j) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną TIEW S.A. (OSDn), z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej. Obszar sieci dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jest nazwany „obszarem sieci OSDp/OSDn” rozumianym jako pojedynczy obszar sieci składający się z sieci OSDp i przyłączonej do niej sieci OSDn

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 101 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- Operatorów Systemów Dystrybucyjnych OSDp,
 - „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn których sieci są połączone z sieciami OSDp.,
 - odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDn.,
 - sprzedawców energii elektrycznej,
 - Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

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. TIEW S.A. w ramach swoich obowiązków OSDn, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług 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. OSDn uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci OSDn, dla których PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jako OSDp.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.5, zaś przez URD_w, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w pkt. A.4.3.2.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 102 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

OSDn/OSDp, sprzedawcą, URD_w, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

A.3.8. Informacja o sprzedawcach, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1) lit. b) (zwanymi dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej TIEW S.A. pod adresem www.tiew.pl.

A.3.9. TIEW S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „generalnymi umowami dystrybucji” - 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,
- d) informacje o zasadach i formie dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży na obszarze działania TIEW S.A.

A.3.10. Warunki i zakres współpracy TIEW S.A. (OSDn) z operatorami systemów dystrybucyjnych mającym bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową (OSDp), określa umowa zawarta pomiędzy TIEW S.A. a PGE Dystrybucja S.A. (OSDp), o której mowa w pkt. A.1.4. oraz A. 6. niniejszej instrukcji.

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

A.4.1. TIEW S.A. zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do TIEW S.A. w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji.

A.4.2. URD_w, URD_o oraz sprzedawcy którzy posiadają zawartą z TIEW S.A. umowę o świadczenie usług 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 URD_w, URD_o lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. TIEW S.A. 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 TIEW S.A.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 103 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z TIEW S.A.,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_W) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z TIEW S.A.

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

- a) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- b) wskazanie POB, oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórcy (URD_W),
- c) sposób i zasady rozliczeń z OSDn z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórcy (URD_W),
- d) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Poboru Energii (PPE), zgodny z pkt. C.1.5.

W przypadku gdy URD jest jednocześnie przedsiębiorstwem energetycznym, dla którego sieci dystrybucyjnej został wyznaczony lub ustanowiony OSDn, w umowie dystrybucyjnej należy zawrzeć dodatkowo algorytm wyznaczania energii w PPE dla tego URD z uwzględnieniem URD_n , którzy objęci są umową o której mowa w pkt. A.1.4.

A.4.3.3. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania TIEW S.A., zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji z TIEW S.A. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez TIEW S.A. z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z TIEW S.A. oraz ich dane kontaktowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) z obszaru OSDn, za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego, z obszaru OSDn, którzy zawarli stosowne umowy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 104 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

POB,

- i) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
- j) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE), zgodne z pkt. C.1.5.,
- k) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
- l) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
- m) zasady przekazywania przez OSDn na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

A.4.3.4. Umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.4.3.5. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania TIEW S.A., zawiera z TIEW S.A. Generalną Umowę Dystrybucji (GUD). Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy Podmiotem jako Sprzedawcą a TIEW S.A. oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSDn, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego na zasadach określonych w GUD.

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

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki umożliwiające realizację zawartych przez sprzedawcę umów 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 TIEW S.A.,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 105 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- g) zasady realizacji przez TIEW S.A. pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD₀,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z TIEW S.A. oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez TIEW S.A. 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 Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- l) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez TIEW S.A. dodatkowych (tzn. wykonywanych w innych terminach niż wynika to ze stosowanego przez TIEW S.A. harmonogramu odczytów rozliczeniowych na potrzeby rozliczeń usług dystrybucji lub wykonywanych w innym zakresie) odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowego,
- m) zobowiązanie stron umowy do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
- n) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania TIEW S.A. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- o) zasady rozwiązania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

A.4.3.6. Umowa, o której mowa w pkt.A.4.3.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy, sprzedaż energii elektrycznej do URD typu odbiorca jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego.

A.4.3.7. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., TIEW S.A dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez TIEW S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A.,
- b) zgodę TIEW S.A na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGE Dystrybucja S.A.,
- c) oświadczenie OSDn o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSDn,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane adresowe,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 106 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD OSDp,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

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

A.5.1. PGE Dystrybucja S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej na której zostali wyznaczeni 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 i postanowienia umów dystrybucyjnych.

PGE Dystrybucja S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej pomiędzy OSDp i OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, OSDn za pośrednictwem OSDp realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSP za pośrednictwem OSDp specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
- c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- d) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- e) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- f) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 107 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,

- g) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- h) 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 MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- c) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- 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 TIEW S.A..

Dla podmiotów, którzy są przyłączeni do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany odpowiednio przez OSP i OSDp .

A.5.5. OSDn nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci TIEW S.A. oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez TIEW S.A. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) URD typu wytwórca

W_ AAAAAAA_TIEW_XX, gdzie:

W_...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSDn)..._(numer podmiotu)...,

- b) URD typu odbiorca

O_ AAAAAAA_TIEW_ XXX, gdzie:

O_...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSDn)..._(numer podmiotu)...,

- c) Sprzedawca

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 108 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

SP_AAAAAAA_TIEW_XX, gdzie:

SP...(oznaczenie literowe podmiotu)......(oznaczenie kodowe OSDn)......(numer podmiotu)...

A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz OSDn. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

A.5.8. OSDn w porozumieniu z OSDp nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego, na obszarze swojej sieci wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać:

MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),

A.5.10. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać:

AAAAAA_TIEW_XXXX

(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDn)_(numer punktu poboru)

A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:

AAA-AAA_XX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)..._.....(kod urządzenia energetycznego),

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

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSDn z OSDp.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać, na dzień rozpoczęcia realizacji umowy o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia „systemowego” oraz niniejszej IRiESD,

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 109 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP,
- b) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a TIEW S.A. świadczącym usługi dystrybucji dla URD z obszaru OSDn ,
- c) sprzedaży energii elektrycznej, zawartej pomiędzy TIEW S.A. a Sprzedawcą,
- d) o współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A.. a TIEW S.A.,
- e) Generalnej umowy dystrybucji (GUD) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a sprzedawcą energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn,
- g) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci OSDn,
- h) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci OSDn,

Jeżeli którakolwiek z umów wymienionych powyżej nie będzie obowiązywać, OSDp może wstrzymać realizację przekazywania danych do OSP.

A.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn zgodnie z IRiESD,
- b) dostarczania do OSDp. danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URD z obszaru OSDn, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na sprzedawców, zagregowane na POB i MDD,
- c) przekazywania do OSDp skorygowanych danych pomiarowych URD z obszaru OSDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,
- d) niezwłocznego przekazywania TIEW S.A. informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URD z obszaru OSDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do tych URD przez Sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 110 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- A.6.5. Przekazywanie danych przez OSDp do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URD, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:
- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URD_O z obszaru OSDn,
 - b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URD_W z obszaru OSDn.
- A.6.6. OSDn jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn Wyznaczanie i przekazywanie do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD.
- A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyn bilansowania PEP przez POB, prowadzącego bilansowanie handlowe w obszarze sieci PEP (której operatorem jest OSDn), będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB, a tym samym dane pomiarowe URDn z obszaru OSDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).
- A.6.8. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD z obszaru OSDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 111 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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 ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDn.

A.7.1.5. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSDp, jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp lub do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, 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 OSDp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn.

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

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDn zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSDn i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania.

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 TIEW - jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn TIEW.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 112 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.

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 OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, 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 OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) 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),
 - d) 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),
 - e) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - f) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - g) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.7.1.8. ppkt. 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - h) o tym, że Odbiorcą w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy jedynie przypadku, gdy OSDp wydaje certyfikat dla ORed będących jednocześnie OSDn).
- 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 113 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci TIEW S.A. lub upoważniony przez niego podmiot, składa do TIEW S.A. wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez TIEW S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej TIEW S.A..

Na każde żądanie TIEW S.A., Odbiorca w ORed dostarczy do TIEW S.A. 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 OSDp lub OSDn, 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 OSDp (które to przekaże je 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 OSDp albo OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.7.1.11. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany 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. 7.1.7.) 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 wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 114 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A. 7.1.5.. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp na adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

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

A.7.1.12. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSDp albo OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje 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 albo 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. Certyfikatu 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 o napięciu 110 kV/Sn w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.;
- 3) dane ORed (nazwa, adres);
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE TIEW S.A., o którym mowa w pkt. A.5. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) datę wydania Certyfikatu;
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 115 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

- 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 OSDp albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. 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 OSDp albo 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 odpowiednio OSDp albo OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSDp).

- A.7.1.17. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) 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. 7.1.9. ppkt. 2) - 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji 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 zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez OSDp do OSP.

- A.7.1.18. Wniosek, o którym mowa w pkt. A.7.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt. A.7.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. A.7.1.17. ppkt. 2) składane są na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 116 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

OSDp przesyła Certyfikat dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDp albo do OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której OSDp otrzymał ten wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

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 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) 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 po otrzymaniu od OSP powyższych informacji, dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.7.2.7. - A.7.2.9.

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 określonych w pkt. A. 7.2.5.

A.7.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.7.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp zobowiązany jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.7.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 117 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

pkt. A. 7.2.7., w terminie do doby $n+2$,

- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A. 7.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A. 7.2.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. 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. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez OSDp zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

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.

A.7.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.

A.7.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSDn dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A. 7.2.7.

W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.7.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn lub OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 118 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.

- A.7.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URD lub upoważnionego przez niego sprzedawcę lub podmiotu przyłączanego do sieci TIEW S.A. Umowy o świadczenie usług dystrybucji z URD może być zawarta po skutecznym rozwiązaniu umowy kompleksowej.
- B.2. W przypadku URDo, umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed dniem złożenia do TIEW S.A. powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, którą URDo zawarł z wybranym sprzedawcą, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikające z zawartej przez URDo umowy dystrybucji, następuje z datą wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.3. W przypadku URDw, umowa o świadczenie usług dystrybucji jest zawierana po wskazaniu POB przez URDw, z którym URDw zawarł stosowną umowę.
- B.4. TIEW S.A. wysyła do URDo parafowaną umowę w terminie do 21 dni od dnia złożenia przez URDo wniosku o zawarcie umowy
- B.5. Podpisana przez URD lub upoważnionego pełnomocnika umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści zaproponowanej przez TIEW S.A., winna zostać dostarczona do TIEW S.A. nie później niż w dniu otrzymania przez TIEW S.A. powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.2. określa pkt. D.
- B.7. W przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży energii elektrycznej i umowę o świadczenie usług dystrybucji, zawieranie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.6.
- B..8. W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 119 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

pkt. B.2. – B.6.

**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.

Część 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 wyznaczeniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSDn.,
- c) wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) przekazywanie do OSP przez OSDp oraz do 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 pkt. 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.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 120 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Dane pomiarowe, o których mowa:

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

C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze OSDn wyznaczane są w następujących cyklach:

- a) podstawowym - podczas którego od $n+1$ do $n+4$ Doby handlowej, OSDn wyznacza ilości energii elektrycznej dla n -tej Doby handlowej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSDp i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- b) korygującym – odpowiadającym cyklowi korekt na Rynku Bilansującym, podczas którego OSDn koryguje wyznaczone wcześniej ilości energii elektrycznej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSDp i stanowią podstawę do rozliczeń korygujących na Rynku Bilansującym, z zastrzeżeniem pkt. C.2.2.

C.1.5. 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.1.6. OSDn wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.5., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 121 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- C.1.7. 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.1.8. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych o których mowa w pkt. C.1.7. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia okresu poprzedzającego awarię lub ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia następnego po awarii.
- C.1.9. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSDn w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD, pozyskane lokalnie, albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.10. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDn dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDn wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESD, dla:
- OSDp jako zagregowane MB rynku bilansującego,
 - POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_w,
 - sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.
- OSDn udostępnia dane z dokładnością do 1 kWh, dokonując zaokrągleń zgodnie z ogólnie obowiązującymi zasadami.
- C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego OSDn udostępnia następujące dane pomiarowe:
- Sprzedawcom:
 - o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 122 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDn zgodnie z pkt. C.1.3.1).

Sposób przekazywania danych określa GUD zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSDn

b) URD:

- o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne.

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

C.1.13. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.

C.1.14. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- b) korekty danych składowych,
- c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSDn przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.11. lit. b) i c).

C.1.15. URD, Sprzedawcy oraz OSDp 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.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.2.1. Obszar bilansowania TIEW S.A. tożsamy z obszarem sieci dystrybucyjnej OSDn zlokalizowany jest wewnątrz sieci dystrybucyjnej OSDp. URD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn nie są w sposób bezpośredni widziani przez OSDp. OSDp postrzega obszar bilansowania OSDn jako zbiór wirtualnych URD (nie przyłączonych do jego sieci), którym w sieci OSDn odpowiadają Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii F_{MDD} .

C.2.2. OSDn gromadzi i przetwarza dane pomiarowe URD zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. dokonując ich agregacji do Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii F_{MDD} .

C.2.3. Każda para „Sprzedawca + POB” reprezentowana jest jednym i tylko jednym, przynależnym im Fizycznym Miejscem Dostarczania Energii F_{MDD} .

C.2.4. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii F_{MDD} .

Wartość energii rzeczywistej w F_{MDD} w godzinie h jest wyznaczana jako suma wartości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład F_{MDD} .

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 123 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDEi}^h$$

gdzie:

ER_{MDDi}^h - wartość energii rzeczywistej w i-tym F_{MDD} w godzinie h

ER_{PDE}^h - wartość energii rzeczywistej w PPE wchodzącym w skład i-tego F_{MDD} w godzinie h

C.2.5. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Miejscach Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Detalicznego PDE

Wartość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana jako suma wartości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{FPPi}^h$$

gdzie:

ER_{PDEi}^h - wartość energii rzeczywistej w i-tym F_{MDD} w godzinie h

ER_{FPP}^h - wartość energii rzeczywistej w PPE wchodzącym w skład i-tego F_{MDD} w godzinie h

C.2.6. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w fizycznych graficznych Miejscach Dostarczania Energii w rozszerzonych obszarach bilansowania systemu dystrybucyjnego, poprzez które następuje bilansowanie tego obszaru w $F_{MDD_{RBIL}}$ w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

Ilość energii rzeczywistej w $F_{MDD_{RBIL}}$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDP_{PEP} wchodzących w skład $F_{MDD_{RBIL}}$, pomniejszona o sumę ilości energii elektrycznej w godzinie h w poszczególnych PDE_i wchodzących w skład fizycznych graficznych MDD_i

$$ER_{MDD_{RBIL}}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE_{PEPi}}^h - \sum_{j \in i}^n ER_{jPDEi}^h$$

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 124 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

Gdzie:

$ER_{MDD_{RBIL}}^h$ - ilość energii rzeczywistej w $F_{MDD_{RBIL}}$

$ER_{PDE_{PEPi}}^h$ - ilość energii rzeczywistej w PDP_{PEPi} w godzinie h poprzez które następuje dostarczanie energii do całego rozszerzonego obszaru bilansowania tj. do obszaru sieci administrowanej przez OSDn z podstawowego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDp

ER_{fPDEi}^h - ilość energii rzeczywistej w godzinie h w $FPDE$ z rozszerzonego obszaru bilansowania sieci administrowanej przez OSDn wchodzących w skład fizycznych grafików MDD_i

- C.2.7. Dane pomiarowe przekazywane są do OSDp oraz, dla celów kontrolnych, do sprzedawców i POB zgodnie z zasadami i w trybie określonym w umowach zawartych pomiędzy OSDn a OSDp, sprzedawcami i POB
OSDn przekazuje dane pomiarowe URD, w trybie określonym w umowie dystrybucji

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn., nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielne umowy: umowę sprzedaży energii elektrycznej i umowę o świadczenie usług dystrybucji.
- D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn, jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z TIEW S.A.. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSDn. oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URDo 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 lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD.
- D.1.4. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez OSDn odczyt wskazań układu

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 125 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URDo przyłączonych do sieci OSDn na niskim napięciu, OSDn może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielenia umowy kompleksowej również na podstawie ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSDn posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Nowa umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy URDo a sprzedawcą wchodzi w życie po skutecznym rozwiązaniu przez URDo dotychczas obowiązującej umowy, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów o których mowa w pkt. D.2.3.

D.1.6. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez tego sprzedawcę, zgodnie z pkt. C.1.5.

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

D.2.1. URDo za pośrednictwem Sprzedawcy zgłasza do OSDn w formie powiadomienia informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.

Powiadomienie jest zgłaszane do OSDn na formularzu udostępnionym przez OSDn

D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRiESD.

Wzór formularza powiadomienia stosowany przez TIEW S.A. zamieszczony jest na stronie internetowej pod adresem www.tiew.pl. Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu powiadomienia.

D.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej winno być dokonane na co najmniej 21-dni przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej (dotyczy również przypadku rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach nowej umowy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 126 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

sprzedaży energii elektrycznej po rozdzielenia umowy kompleksowej).
W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSDn lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji. Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSDn. OSDn poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.

D.2.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDn o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym przez OSDn z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.

D.3.2. URDo wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową. Data zakończenia obowiązywania umowy wskazana w zgłoszeniu umowy sprzedaży przekazany do TIEW S.A. przyjmowana jest jako dzień skutecznego rozwiązania przez URDo dotychczasowej umowy sprzedaży.

D.3.3. URDo poprzez upoważnionego przez niego nowego sprzedawcę powiadamia OSDn (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o zawarciu umowy sprzedaży przez tego URDo z nowym sprzedawcą; w powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej URDo, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni od daty powiadomienia.

URDo, w dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia powinien mieć zawartą umowę o świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3.

D.3.4. TIEW S.A. w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie stanowiącego własności TIEW S.A., do wymagań zawartych w pkt. II.4.7. IRiESD oraz posiadania przez URDo umowy o świadczenie usług dystrybucji z TIEW S.A..

D.3.5. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.3. zawiera mało istotne braki formalne TIEW S.A. informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.

D.3.6. Jeżeli braki formalne, o których mowa w punkcie D.3.5. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, TIEW S.A. dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 127 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- D.3.3., informując o tym podmiot który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.
- D.3.7. TIEW S.A., w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.4 przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 4 do IRiESD.
- D.3.8. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.4
- D.3.9. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z TIEW S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.

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 oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

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

URD_O wskazuje w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z TIEW S.A. ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_O.

- E.2. Proces przejścia przez POB odpowiedzialności 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 TIEW S.A. i 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 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
- 3) OSDn w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 128 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
- b) niezwłocznie 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 nowego POB;
- 4) OSDn w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), niezwłocznie informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_W o przyczynach negatywnej weryfikacji. Brak pozytywnego wyniku weryfikacji zgłoszeń powiązany z jednoczesnym zakończeniem pełnienia dla sprzedawcy przez dotychczasowego POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe w wyniku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o bilansowanie pomiędzy tymi podmiotami skutkuje przejściem URD_O przypisanych do sprzedawcy dla którego prowadzony był proces zmiany POB przez sprzedawcę rezerwowego.
- E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.
- E.4. Z dniem zmiany POB, OSDn przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tę 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, ppkt 1), od sprzedawcy lub URD_W przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSDp, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.4. 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 OSDp w przypadku utraty POB przez URD_W. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URD_O przejmuje sprzedawca rezerwowo.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 129 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_O, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwy lub URD_O utraci sprzedawcę rezerwowego, a URD_O nie wskaże nowego sprzedawcy rezerwowego albo sprzedawca rezerwy 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 energii elektrycznej, w związku z czym umowa o świadczenia usług dystrybucji zawarta z TIEW S.A. zostaje rozwiązana. Energia pobrana przez URD_O w okresie poprzedzającym rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji 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 TIEW S.A. W powyższym przypadku umowa o świadczenia usług dystrybucji zawarta z TIEW S.A. zostaje rozwiązana. 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 za pośrednictwem OSDp od OSP 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 zaprzestanie 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 OSDp oraz 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 zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD_W i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD_W przez POB na obszarze działania OSDn
- E.12. Powiadomienie OSDn o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URD_W powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego z zastrzeżeniem, że data tego zakończenia powinna być ostatnim dniem danego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 130 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

miesiąca.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.1. TIEW S.A. (OSDn) udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez TIEW S.A.:

- a) na stronach internetowych TIEW S.A pod adresem www.tiew.pl,
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych TIEW S.A.,
- c) w siedzibie TIEW S.A. (OSDn).

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

F.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie użytkowników systemu złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie TIEW S.A.,
- b) listownie na adres TIEW S.A.,
- c) pocztą elektroniczną na adres: osdn@tiew.pl,
- d) faksem,
- e) telefonicznie.

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

TIEW S.A. udziela odpowiedzi na zapytanie pisemne w terminie nie później niż 14 dni od dnia złożenia zapytania.

F.4. TIEW S.A. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 131 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

TIEW S.A. (OSDn) nie przewiduje wykorzystywania standardowych profili zużycia. Za każdym razem będą dostosowywane układy pomiarowo-rozliczeniowe z pełnym profilem zużycia tj. dostosowane do rozliczeń dobowo-godzinowych.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do siedziby TIEW S.A., na adres ul. Mełgiewska 7-9, 20-952 Lublin
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSDn. powinno zawierać w szczególności:
- a) dane adresowe podmiotu;
 - b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - c) zgłaszane żądanie;
 - d) dokumenty uzasadniające żądanie.
- H.5. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- a) 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - b) 30 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.
- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt. H.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania;
 - b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. H.3.
- H.7. OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSDn rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 132 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.
- H.8. 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.
- H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.10. Zasady korekty danych pomiarowych dla MD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są pkt. C.1.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 133 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 134 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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

I. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
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
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{ZW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 135 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
PMD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:
	$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$
	gdzie: <i>i</i> – rząd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 136 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

RB	Rynek Bilansujący
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio 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.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:
	$THD = \sqrt{\sum_{k=2}^{40} (U_k)^2}$
	gdzie: <i>i</i> – rząd harmonicznej
	<i>U_h</i> – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD _n
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 137 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

II. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % 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	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Energia	energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 138 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (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 (PMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 139 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 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.

Jednostka grafikowa

Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

Jednostka wytwórcza

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

**Koordynowana sieć
110 kV**

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

**Krajowy system
elektroenergetyczny**

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia

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

Łącze niezależne

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 140 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	<p>sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.</p>
Mechanizm bilansujący	<p>Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.</p>
Miejsce dostarczania	<p>Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.</p>
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	<p>Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.</p>
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	<p>Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.</p>
Miejsce przyłączenia	<p>Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.</p>
Mikroźródło	<p>Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.</p>
Moc dyspozycyjna	<p>Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.</p>
Moc osiągalna	<p>Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:</p> <ul style="list-style-type: none">a) przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. <p>Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc</p>

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 141 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągnana.
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 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 w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymania ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom - wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 142 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
Odbiorca w ORed	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 143 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego	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	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci

sieci)	elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku 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.
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 dostarczenia 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 odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 145 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania TIEW S.A., gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 146 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 147 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 148 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

	z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenie współpracują z siecią.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 149 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

**Zarządzanie
ograniczeniami
systemowymi**

świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 150 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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 z uwzględnieniem postanowień przewidzianych w niniejszej IRiESD.
- 1.2. TIEW S.A. 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 TIEW S.A. 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. TIEW S.A. decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciova 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.
- 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z TIEW S.A. i w obecności jego przedstawiciela.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 151 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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

- 2.2. W przypadku, gdy jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej na wyspę urządzeń tego wytwórcy, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.
- 2.3. TIEW S.A. koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.
- 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 niezależne zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt.II.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.
- 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 152 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzeniach pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.6. TIEW S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od 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:
- łącznik określony w pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - łącznik określony w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. TIEW S.A. 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. Dla jednostek wytwórczych przyłączanych do nN, 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.
- 3.11. 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.
- 3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażać w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.14. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 153 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z TIEW S.A.

- 3.15. 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.
- 3.16. TIEW S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa TIEW S.A. 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.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 154 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 s 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. TIEW S.A. 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 TIEW S.A.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 155 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 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 harmonicznym 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 harmonicznym, 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_{fl} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95% czasu, powinien spełniać warunek: $P_{fl} \leq 0,6$ za wyjątkiem farm wiatrowych dla których współczynnik P_{fl} określono w pkt. 8.7.3.
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 156 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- 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_d/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

7.A. Opisane w pkt. od 7.1. do 7.3. niniejszego załącznika kryteria, służą wykonaniu wstępnej ekspertyzy (wstępnej oceny) 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.

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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 157 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- 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.

- niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- 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 w szczególności o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji.

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

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

7.2.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

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

gdzie:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 158 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 159 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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:

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

7.3.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny:

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz odmowy 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 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.

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 OSDn;

8.2. Przyłączenie mikroźródeł do sieci

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 160 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- 8.2.1. Punktem przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (PCC) mikroźródła, branym pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia niezależnie od rzeczywistego miejsca przyłączenia, 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:
- zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu pomiarowym,
 - zaciski prądowe rozdzielnicy w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy,
 - zaciski prądowe w nowym złączu pomiarowymi.
- Sposób przyłączenia mikroźródła jest uzależniony od jego mocy znamionowej:
- do 3 kW – jednofazowo lub wielofazowo,
 - od 3 kW do 10 kW – wielofazowo.
- 8.2.3. Dla mikroźródeł, dla których punktem podłączenia jest złącze pomiarowe, należy zapewnić możliwość wyłączenia obwodu mikroźródła przez służby TIEW S.A., 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:
- moc zwarciova 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.
- 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:
- dla mikroźródła podłączonego poprzez inwerter:
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 161 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSDn (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 TIEW S.A. zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

9.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

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

9.1.5. TIEW S.A. ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 162 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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 określane przez TIEW S.A. 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. TIEW S.A. 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

- 9.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - 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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 163 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawiń, 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 TIEW S.A. 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 2 s.
- 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. TIEW S.A. 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 odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. TIEW S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia, monitorowania i transmisji danych.

9.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 9.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 164 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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 ograniczoną 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 wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

9.3.5. TIEW S.A. 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. TIEW S.A. w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

9.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, TIEW S.A. może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.4.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 165 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 9.2.3. 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, TIEW S.A. 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.9.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

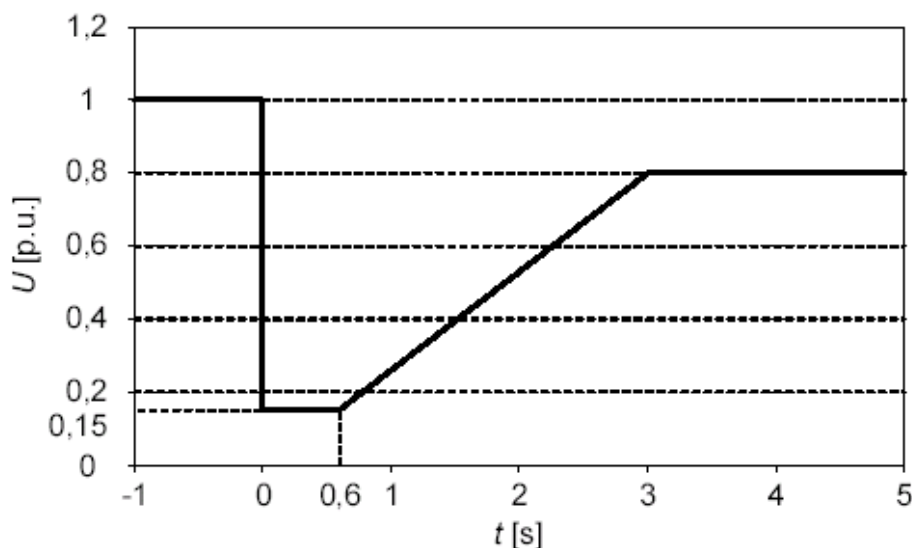
9.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 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. TIEW S.A. 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.
- 9.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać ww. 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 166 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- 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, TIEW S.A. może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały z możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych moc bierną. Wymaganie to określa TIEW S.A. w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 9.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, TIEW S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 9.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 9.6.1. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 167 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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 harmonicznym napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznym THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 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 harmonicznym 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.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 168 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

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 TIEW S.A.

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 TIEW S.A.

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:

- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
- b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
- c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 169 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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. TIEW S.A. 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 TIEW S.A. określa TIEW S.A. 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:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

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.
- 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. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 170 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

- 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. TIEW S.A. wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 9.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest TIEW S.A. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 171 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

**Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu
technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń,
instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez
TIEW S.A.**

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 172 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

SPIS TREŚCI

1. Wstęp.....	174
2. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	174
3. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	176
4. Ocena stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	177
5. Oględziny i przeglądy instalacji.....	178
6. Remonty urządzeń, instalacji i elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	178
7. Czasookresy oględzin urządzeń elektroenergetycznych	178

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 173 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

1. WSTĘP

TIEW S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (OSDn) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 174 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
 - d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
 - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
 - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
 - l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
 - n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 175 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.
- 2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
 - b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
 - e) stan baterii kondensatorów,
 - f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
 - g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepek i układów automatyki łączeniowej,
 - h) stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
 - j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
 - k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
 - l) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
 - n) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.
- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.3.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 176 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) odrębnymi wymaganiami i przepisami,
 - d) konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.5. oraz w pkt. 1.6.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.8. oraz w pkt.1.9.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”.
 - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
 - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
 - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
 - g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
 - h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
 - i) konserwacje i naprawy.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
- a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 177 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

- d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
- e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i remontów,
- g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

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

6. REMONTY URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

7. CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 178 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

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

Załącznik nr 3

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 179 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Zakres informacji zawartych w formularzu powiadomienia TIEW S.A. przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez TIEW S.A. (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP)
4.	Dane URD (Odbiorcy końcowego):
4.1.	nazwa,
4.2.	kod pocztowy,
4.3.	miejscowość,
4.4.	ulica,
4.5.	nr budynku,
4.6.	nr lokalu,
4.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (nr paszportu dotyczy obcokrajowców),
5.	Dane punktu poboru kod identyfikacyjny PPE, albo jeżeli nie jest on znany Sprzedawcy i URD:
5.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu tego punktu poboru,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 180 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.

6.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży,
7.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres krótszy niż rok planowaną ilość energii elektrycznej objętą umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh (w przypadku, gdy poszczególne punkty PPE są rozliczane w oparciu o standardowe profile zużycia i są rozliczane w różnych grupach taryfowych TIEW S.A., a także o ile jest to wymagane przez TIEW S.A., również w podziale na zagregowane dla danego profilu grupy PPE rozliczane w oparciu o te profile) – w przypadku nie podania tej wartości zostanie ona określona przez TIEW S.A. i traktowana według takich samych zasad jak podana przez odbiorcę i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku TIEW S.A. nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości,
8.	Kod MB do którego ma być przypisany URD,
9.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza),

Uwaga – nie należy zmieniać nr pozycji; w przypadku nie wymagania przez OSDn podawania którejś z pozycji należy przy niej wstawić gwiazdkę () z wyjaśnieniem pod tabelą – pozycja nie wymagana.*

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 181 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Załącznik nr 4

Lista kodów którymi TIEW S.A. informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna - brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna - błąd w formularzu powiadomienia w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna - brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSDn a URD
W-04	Weryfikacja negatywna - brak umowy dystrybucji pomiędzy OSDn a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna - zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna - brak generalnej umowy dystrybucji pomiędzy OSDn a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja negatywna - brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych
W-8	Weryfikacja negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-9	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 182 / 183</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)</i>	<i>Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.</i>

Załącznik nr 5

Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2. Przyczyna aktualizacji:

.....
.....
.....

3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

.....
.....
.....

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

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

Podpisy

osób

.....

zatwierdzających

.....

aktualizację IRiESD

.....

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 183 / 183
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017)	Data obowiązywania od: 30 maja 2017 r.