

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

KARTA AKTUALIZACJI nr 2/2024
INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Zatwierdzona dnia 26.08.2024 r.

Zakres zmian IRiESD

Lp.	Rozdział IRiESD	Zestawienie zmian
1.	I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	<p><u>Zmianie ulegają punkty:</u></p> <p>I.1.5., I.1.7., I.1.8., I.2.1., I.3.1., I.3.2., I.3.4., I.3.5., I.3.6., I.3.10., I.4.4.</p>
2.	II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	<p><u>Zmianie ulegają punkty:</u></p> <p>II.1.2., II.1.3., II.1.4., II.1.7., II.1.8., II.1.9., II.1.15., II.1.16., II.1.17., II.1.42., II.4., II.4.5.1.3., II.4.5.1.4., II.4.5.1.10., II.4.5.1.11., II.4.5.1.14., II.4.5.1.16., II.4.5.2.2.1., II.4.5.2.2.2., II.4.5.2.2.3., II.4.5.2.5.1., II.4.5.3.1., II.4.5.3.2., II.4.5.4.1.1., II.4.5.4.2.1., II.4.5.4.2.2., II.4.5.4.2.3., II.4.5.4.4.1., II.4.5.4.6.1., II.4.6.5., II.4.6.8., II.4.7.1.15., II.4.7.1.16., II.4.7.1.17., II.4.7.1.19., II.4.7.1.20., II.4.7.1.21., II.4.7.1.22., II.4.7.1.23., II.4.7.1.24., II.4.7.1.25., II.4.7.1.26., II.4.7.1.27., II.4.7.1.28., II.4.7.1.29., II.4.7.1.30., II.4.7.1.31., II.4.7.1.32.</p> <p><u>Dodano nowe punkty:</u></p> <p>II.4.5.4.7.3., II.4.9., II.5.1.4.</p> <p><u>Usunięto punkty:</u></p> <p>II.4.5.2.3.2.</p>
3.	IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	<p><u>Zmianie ulegają punkty:</u></p> <p>IV.1.2., IV.1.5., IV.1.6., IV.3.1.2., IV.3.1.3., IV.3.2.1., IV.3.2.3., IV.3.4.1.1., IV.3.4.1.7., IV.3.4.2.5., IV.3.4.2.6., IV.3.5.2.</p> <p><u>Dodano nowe punkty:</u></p> <p>IV.3.2.35., IV.3.5.19., IV.3.5.20, IV.4., IV.5.</p> <p><u>Usunięto punkty:</u></p> <p>IV.1.3., IV.1.4., IV.3.6.</p>
4.	V. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	<p><u>Zmianie ulegają punkty:</u></p> <p>V.1., V.3., V.4.</p>
5.	VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	<p><u>Zmianie ulegają punkty:</u></p>

		VI.1.1., VI.2.5., VI.2.12., VI.3.1., VI.5.3., VI.6.4., VI.6.5., VI.7.1., VI.7.3. <u>Usunięto punkty:</u> VI.7.8., VI.8., VI.9., VI.10.
6.	VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> VIII.1., VIII.2., VIII.4. <u>Dodano nowy punkt:</u> VIII.3.3.
7.	A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> A.1.1., A.1.3., A.1.4., A.1.5., A.2.1., A.2.2., A.2.3., A.3.1., A.3.3., A.3.4., A.3.5., A.3.7., A.3.12., A.3.13., A.4.3.1., A.4.3.3., A.6.1., A.6.3., A.6.5., A.6.7., A.6.8., A.6.9., A.6.10., A.6.12., A.10., <u>Dodano nowe punkty:</u> A.6.13., A.11.
8.	B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	<u>Zmianie ulega punkt:</u> B.9.
9.	C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> C.1.1., C.1.11., C.1.14.
10.	D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> D.1.6., D.3.4.
11.	E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> E.1., E.2., E.3., E.4., E.5.
12.	F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> F.1.6., F.2.4.
13.	H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	<u>Zmianie ulegają punkty:</u> H.4., H.5.,
14.	I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI	<u>Zmianie ulega punkt:</u> I.4.
15.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt 1. Oznaczenia skrótów	<u>Usunięto skróty:</u> FPP, F _{MDD} , P _{MDD} , URB _{BIL} , URB _{GE} , URB _{PO} , URB _O , URB _W , MB _{AFW} , MB _{APV} ,

		<p><u>Dodano skróty:</u></p> <p>DUB, FRP, JB, JB_{OS}, JG, AFD_{MB}, FD_{MB}, FZ_{MB}, MB_{AH}, MB_{AI}, MB_{AZ}, MB_O, MB_{OSD}, MB_W, OP, OREB, ORN, POB_{OSD}, POB_Z, POB_{ZSU}</p> <p><u>Zmieniono skróty:</u></p> <p>MB_{AM}, MB_{AO}, MB_{AW}, FMB, WMB, P_{It}, P_{st}, POB, SCO, THD</p>
16.	<p>SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI</p> <p>pkt 2. Pojęcia i definicje</p>	<p><u>Usunięto definicję:</u></p> <p>„Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)”, „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)”, „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)”, „Układ pomiarowo-kontrolny”, „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „Obszar Rynku Bilansującego”, „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana”</p> <p><u>Zmieniono definicje:</u></p> <p>„Bilansowanie systemu”, „Farma fotowoltaiczna”, „Farma wiatrowa”, „Grupy przyłączeniowe”, „Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana”, „Jednostka grafikowa”, „Miejsce dostarczania”, „Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)”, „Moc przyłączeniowa”, „Moc umowna”, „Niebilansowanie”, „Ograniczenia sieciowe”, „Operator pomiarów”, „Przełącznik SCO”, „Przyłącze”, „Rynek bilansujący”, „Usługi systemowe”, „Wytwórca”, „Zasilenie inicjalne”</p> <p><u>Dodano definicje:</u></p> <p>„Awaria techniczna”, „Bilansowanie handlowe”, „Dostawca usług bilansujących”, „Dni robocze”, „Energia bilansująca”, „Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego”, „Fizyczny rejestr pomiarowy”, „Instalacja odbiorcza”, „Jednostka bilansowa”, „Jednostka odbiorcza”, „Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana”, „Miejsce dostarczania energii rynku</p>

		bilansującego”, „Moc bilansująca”, „Moduł parku energii”, „Moduł wytwarzania energii”, „Obszar RB”, „Okres rozliczania niezbilansowania”, „Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”, „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp”, „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów”, „Przerwa planowana”, „Przerwa nieplanowana”, „Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej”, „Stan odbudowy systemu”, „Stan zagrożenia”, „Stan zaniku zasilania”, „Sterowany odbiór”, „Umowa dystrybucji”, „Umowa przesyłowa”, „Usługa IRP”, „Usługi bilansujące”, „Zakład wytwarzania energii”, „Zasób”
17.	Załącznik nr 3	Skrót „POB” zastępuje się skrótem „POBz”
18.	Załącznik nr 4	Skrót „POB” zastępuje się skrótem „POBz”

Nowe brzmienie zapisów IRiESD:

1) W punkcie I.1.7. ppkt 4) otrzymuje brzmienie:

„4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,”

2) W punktach I.1.8., II.1.42., w definicji „reprezentant prosumentów” oraz w Załączniku nr 4, wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”.

3) W punktach I.1.5. ppkt 1), I.3.5., II.1.3., II.4. wyrazy „urządzeń wytwórczych” zastępuje się wyrazami „jednostek wytwórczych”

4) Punkt I.2.1. otrzymuje brzmienie:

„I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.”

5) Punkt I.3.1. otrzymuje brzmienie:

„I.3.1. OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji”) na warunkach określonych w:

- 1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 9),
- 2) Taryfie OSD,
- 3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
- 4) IRiESD,

- 5) TCM,
- 6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

Usługa dystrybucji obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.”

6) Punkt I.3.2. otrzymuje brzmienie:

„I.3.2. OSD świadcząc usługę dystrybucji:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII.1. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
- 3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 5) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy lub podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w IRiESD lub w WDB,
- 6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- 7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci OSD, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
- 8) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,
- 9) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.”

7) Punkt I.3.4. otrzymuje brzmienie:

„I.3.4. OSD określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.

Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.”

8) Punkt I.3.6. otrzymuje brzmienie:

„I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.”

9) Punkt I.3.10. otrzymuje brzmienie:

„I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną, w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.”

10) Punkt I.4.4. otrzymuje brzmienie:

„I.4.4. OSD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSD stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci OSD,
- 5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy OSD,
- 7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,

9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

OSD rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą, na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.”

11) W punkcie II.1.2. ppkt 2), 4) i 6) otrzymują brzmienie:

„2) złożenie przez podmiot u OSD, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD,

4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSD. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,

6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez OSD, OSD wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,”

12) Punkt II.1.4. otrzymuje brzmienie:

„II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez OSD dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD, określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.15. oraz II.1.16. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania

dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d1 Ustawy.”

13) Punkt II.1.7. otrzymuje brzmienie:

„II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy załączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - a) 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, albo
 - b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484 z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
 - c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 960 z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,
- 4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- 5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- 6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- 7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji zlokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.”

14) Punkt II.1.8. otrzymuje brzmienie:

„II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci, na system elektroenergetyczny, określa OSD. W przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
- 3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW,

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.”

15) Punkt II.1.9. otrzymuje brzmienie:

„II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3., określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia,
- 2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- 3) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 5) moc przyłączeniową,
- 6) rodzaj przyłącza,
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
- 9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
 - b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał,
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 15) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

- b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
- 16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
- 18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,
- 19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
- 21) wymagany stopień skompensowania mocy bierniej podczas postępu wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.”

16) Punkty II.1.15., II.1.16. i II.1.17. otrzymują brzmienie:

„II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
- 3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

OSDn albo przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, w przypadkach, o których mowa powyżej, dokonują uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSD i/lub OSDp, do którego sieci są połączeni.

Uzgodnienie obejmuje:

- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
- 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.16. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD i/lub OSDp (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez OSD następowało będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez OSD do OSP za pośrednictwem OSDp, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu OSD o określenie warunków przyłączenia,
- 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.”

17) Punkt II.4.5.1.3. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne OSDp, publikowane na stronie internetowej OSDp.”

18) Punkt II.4.5.1.4. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.”

19) W punkcie II.4.5.1.10. dodaje się na końcu akapit w brzmieniu:

„Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.”

20) Punkt II.4.5.1.11. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach), przez okres co najmniej:

- 1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.”

21) Punkt II.4.5.1.14. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.”

22) Punkt II.4.5.1.16. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.”

23) Punkty II.4.5.2.2.1., II.4.5.2.2.2. i II.4.5.2.2.3. otrzymują brzmienie:

„II.4.5.2.2.1. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla układów i urządzeń EAZ w polu linii 110 kV pracującej w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.9. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV wyposaża się w:

- 1) wielofunkcyjne urządzenie EAZ, które powinno realizować następujące funkcje:
 - a) odległościową, umożliwiającą wyłączenia 3 - fazowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
 - b) kontroli synchronizmu,
 - c) SPZ;
- 2) urządzenie EAZ realizujące funkcję odcinkową;
- 3) urządzenie EAZ realizujące funkcję zerowo-prądową kierunkową, w przypadku zastosowania urządzeń wymienionych w pkt 1) i 2), które może być zintegrowane w jednym z tych urządzeń.

Dopuszcza się wymóg zastosowania innych funkcji zabezpieczeniowych i automatyk jeżeli z powodów systemowych jest to niezbędne.

II.4.5.2.2.2. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.10. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego wyposaża się odpowiednio jak w pkt. II.4.5.2.2.1.

II.4.5.2.2.3. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii, określone w pkt 3.12. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii powinno być wyposażone co najmniej:

- 1) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
 - a) zabezpieczeniową podstawową odcinkową,
 - b) zerowo - prądową kierunkową;
- 2) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
 - a) zabezpieczeniową podstawową odległościową z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
 - b) kontroli synchronizmu;
- 3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania;
- 4) funkcję bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,
- 5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,
- 6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwny koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,
- 7) zabezpieczenia odległościowe należy wyposażyć w funkcję "echa" lub funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne włączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez moduł wytwarzania energii.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają OSD może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki."

24) Usuwa się punkt II.4.5.2.3.2.

25) Punkt II.4.5.2.5.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.2.5.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenie rozcinające,
- 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn (z wyłączeniem funkcji odcinkowej)."

26) Punkt II.4.5.3.1. otrzymuje brzmienie:

„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 w szczególności: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zacze­pów,
- 5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

- a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zacze­pów,
- b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

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.

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.”

27) Punkt II.4.5.3.2. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarcio­we, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
- 4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

28) Punkt II.4.5.4.1.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.”

29) Punkty II.4.5.4.2.1., II.4.5.4.2.2. i II.4.5.4.2.3. otrzymują brzmienie:

„II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarcio­we),
- 2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
- 3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,

- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
- 5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,
- 6) SPZ/SCO - jeśli OSD tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, do których są przyłączone jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciove i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
- 2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
- 3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb OSD, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

- 5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt ,
- 6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.4.5.4.2.3. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciove i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
- 2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
- 3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb OSD, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.”

30) Punkt II.4.5.4.4.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,
- 2) nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) nadnapięciowe.”

31) Punkt II.4.5.4.6.1. otrzymuje brzmienie:

„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 powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.”

32) Dodaje się punkt II.4.5.4.7.3. w brzmieniu:

„II.4.5.4.7.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:

- 1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:
 - a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
 - b) wzrost i obniżenie napięcia,
 - c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
 - d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
- 2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;
- 3) OSD określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilania od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;
- 4) OSD określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;
- 5) OSD określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci OSD.”

33) Punkt II.4.6.5. otrzymuje brzmienie:

„II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych oraz należące do podmiotów zewnętrznych rozdzielnie SN do których przyłączone są moduły wytwarzania energii powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej OSD co najmniej następujące informacje:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,

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

34) Punkt II.4.6.8. otrzymuje brzmienie:

„II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

- 1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.”

35) W punktach II.4.7.1.15., II.4.7.1.16., II.4.7.1.17. i F.1.6., wyrazy „układ pomiarowy” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy”.

36) Punkty od II.4.7.1.19. do II.4.7.1.32. otrzymują brzmienie:

„II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane OSD przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.4.7.1.20. OSD na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. OSD może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.4.7.1.21. Odbiorca lub OSD ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania.

W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.

II.4.7.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.24. OSD przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub OSD nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.

II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub OSD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD 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 pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSD zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

- 1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,
- 2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.

Korekta należności, o których mowa w ppkt 2), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania OSD wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSD ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.”

37) Dodaje się punkt II.4.9. w brzmieniu:

„II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu.

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. OSD określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.”

38) Dodaje się punkt II.5.1.4. w brzmieniu:

„II.5.1.4. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.”

39) Punkt IV.1. otrzymuje brzmienie:

„IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ”

40) Punkt IV.1.2. otrzymuje brzmienie:

„IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokojów społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.”

41) Usuwa się punkty IV.1.3. oraz IV.1.4. i odpowiednio zmienia numerację kolejnych punktów od IV.1.5. do IV.1.6.

42) Dotychczasowy punkt IV.1.5. otrzymuje numer IV.1.3. oraz otrzymuje następujące brzmienie:

„IV.1.3. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSD.”

43) Dotychczasowy punkt IV.1.6. otrzymuje numer IV.1.4. oraz otrzymuje następujące brzmienie:

„IV.1.4. OSDp wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.”

44) W punkcie IV.3.1.2. pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:

„W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z OSD i innymi użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. Działania te podejmowane są przez OSP zgodnie z IRiESP.”

45) W Punkcie IV.3.1.3. usuwa się lit. e)

46) W punkcie IV.3.2.1. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

„Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii”

47) W punkcie IV.3.2.3. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

„OSP we współpracy z OSD za pośrednictwem OSDp opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1.”

48) Dodaje się punkt IV.3.2.35. w brzmieniu:

„IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez OSD powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

49) Punkt IV.3.4.1.1. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
- 2) wystąpił stan odbudowy lub stan zaniku zasilania,
- 3) wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiające zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
- 4) wystąpiło zagrożenie bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 3) i 4), może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.”

50) W punkcie IV.3.4.1.7. usuwa się ostatni akapit.

51) W punkcie IV.3.4.2.5. usuwa się ostatni akapit.

52) Punkt IV.3.4.2.6. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.4.2.6. OSP wydaje OSDp oraz OSD za pośrednictwem OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami modułów wytwarzania energii ujętych w TCM – wykaz SGU, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.”

53) Punkt IV.3.5.2. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.5.2. Układ SCO instaluje odpowiednio OSD, OSDn lub odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, zgodnie z przepisami rozporządzenia systemowego.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

- 1) odbiorca, o którym mowa powyżej, niezwłocznie informuje OSD,
- 2) OSDn informuje OSD - w przypadku gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią OSD,
- 3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci OSD - w przypadku gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią OSD.

OSD może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, o którym mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, na wniosek tego odbiorcy, pod warunkiem uzgodnienia przez OSD i tego odbiorcę planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.”

54) Dodaje się punkty IV.3.5.19. i IV.3.5.20. w brzmieniu:

„IV.3.5.19. OSD przekazuje OSP za pośrednictwem OSDp informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.20. OSD, opiniując wniosek otrzymany od odbiorcy, bierze pod uwagę załączony przez odbiorcę plan działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy uwzględniający zainstalowane u odbiorcy moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej, zdolność pracy urządzeń w zakresie częstotliwości od 47,5 do 49,0 Hz, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne i zastosowane technologie urządzeń, instalacji lub sieci. W przypadku gdy przedstawione przez odbiorcę uzasadnienie zwolnienia z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, OSD uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas OSD wzywa odbiorcę do przedłożenia opinii niezależnej firmy eksperckiej, która dokona oceny zasadności zwolnienia odbiorcy z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO.”

55) Usuwa się punkt IV.3.6.

56) Dodaje się pkt IV.4. w brzmieniu:

„IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,
- 2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,
- 3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,
- 4) przygotowuje we współpracy z OSD harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
- 5) raportuje OSD wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,
- 6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

IV.4.2. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego

w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia OSD oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w pkt IV.4.2., jeżeli są wymagane.

IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci OSD współpracuje z OSD w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.5. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenie lub instalacje są przyłączone do sieci OSD:

- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym,
- 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
- 3) niezwłocznie informuje OSD o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
- 4) bez uzgodnienia z OSD nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. OSD oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, o których mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności:

- 1) rozdzielnie będące własnością OSD,
- 2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,
- 3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a OSD za pośrednictwem OSDp,
- 4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.”

57) Dodaje się pkt IV.5. w brzmieniu:

„IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzialnością odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP, OSDp lub OSD w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.

IV.5.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSP może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii

elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSD może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDp, OSD lub OSDn przyłączonego do sieci OSD.

IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSD może wydać:

- 1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, lub
- 2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci OSD, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.

IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSD a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.”

58) Punkt V.1. otrzymują brzmienie:

„V.1. OSD współpracuje z następującymi podmiotami:

a)

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).”

59) Punkty V.3. i V.4. otrzymują brzmienie:

„V.3. OSD oraz OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDn oraz OSD z OSDp są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSD a OSDn, oraz OSD a OSDp przy czym:

- a) w przypadku, gdy OSDn oraz OSD będący jednocześnie OSDn posiada bezpośrednio połączenia z siecią dystrybucyjną OSDp oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowana przez tego OSDn lub OSD za pośrednictwem OSDp lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn lub OSD i obszaru sieci dystrybucyjnej OSDp i danego OSDp,
- b) w przypadku gdy OSDn oraz OSD będący jednocześnie OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną OSDp to taki OSDn lub OSD realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn lub OSD, z uwzględnieniem postanowień lit. a).”

60) W punkcie VI.1.1. zmienia się lit. g) i i) oraz dodaje się lit. j) w brzmieniu:

„g) wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,

i) zbiera i przekazuje do OSP za pośrednictwem OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL,

j) wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESP.”

61) Punkt VI.2.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.2.5. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD,
- b) pracą modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD i JWCK,,
- c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD,
- d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
- e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.”

62) W punkcie VI.2.12. lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,”

63) Punkt VI.3.1. otrzymuje brzmienie:

„VI.3.1. OSD, sporządza koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych opracowany przez OSP.”

64) Punkt VI.5.3. otrzymuje brzmienie:

„VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje:

- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- b) wymagane poziomy napięcia,

- c) wartości mocy zwarciovych,
- d) rozptywy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) dopuszczalne obciazenia,
- f) wykaz i warunki uruchomienia urzadzen rezerwowych i zrodel mocy biernej,
- g) informacje o elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej w sieci 110 kV,
- h) nastawienia zaczepow dlawikow gaszacych,
- i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- j) miejsca uziemienia punktow gwiazdowych transformatorow,
- k) harmonogram pracy transformatorow,
- l) wykaz jednostek wytworczych przylaczonych do sieci.”

65) Punkt VI.6.4. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.4. Uzytkownicy systemu zgłaszający do OSD, propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

- a) nazwę rozdzielni i elementu,
- b) inicjatora prac
- c) proponowany termin wyłączenia,
- d) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
- e) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- f) opis wykonywanych prac,
- g) w zależności od potrzeb schemat, harmonogram prac i program łączeniowy.”

66) Punkt VI.6.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Uzgodnione z OSD harmonogramy dostarczane są najpóźniej w terminie zgłaszania wyłączeń do planu tygodniowego.

OSP, OSDp oraz OSD i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.”

67) Punkt VI.7.1. otrzymuje brzmienie:

„VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.”

68) W punkcie VI.7.3. lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) dane techniczne załączanego elementu sieci,”

69) Usuwa się punkt VI.7.8.

70) Usuwa się punkty VI.8., VI.9. i VI.10.

71) Punkt VIII.1. otrzymuje brzmienie:

„VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I i II

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:

- 1) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- 2) $50 \text{ Hz} + 4\% / - 6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV .

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- 1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
- 2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]
rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]	rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia 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	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

- 1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V

VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

- 1) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- 2) $50 \text{ Hz} + 4\% / - 6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.2.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- 1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
- 2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]
rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]	rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia 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%				
>25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

VIII.1.2.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

- 1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.”

72) Punkt VIII.2. otrzymuje brzmienie:

„VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane,
- 2) nieplanowane.

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

- 1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s,
- 2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
- 3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,
- 4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,

- 5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.1. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–III i VI:

- 1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,
- 2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w pkt VIII.2.1., są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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 godz.,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.,
- 2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godz.,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

VIII.2.6. OSD, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

- 1) wskaźnik:
 - a) 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 danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,
- 2) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.”

73) Dodaje się punkt VIII.3.3. w brzmieniu:

VIII.3.3. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

VIII.3.3.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100/godz.
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10/godz.
3	$3,0\% \leq RVC$	0

VIII.3.3.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahanich napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(Pst)	(Plt)
1	≥ 220 kV	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznego napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.3.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.3.1. i VIII.3.3.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznego napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.

VIII.3.3.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5% lub mniejsza.

74) Punkt VIII.4. otrzymuje brzmienie:

„VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,
- 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 5-dniowym 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,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, 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 równym 1 kV lub niższym, 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 aktualnej Taryfy OSD,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych

do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz zasadach określonych w niniejszej IRiESD”

75) W punkcie A.1.1. usuwa się podpunkt 12), a istniejący podpunkt 13) i 14) otrzymuje numer 12) i 13)

76) Punkty od A.1.3. do A.1.5. otrzymują brzmienie:

„A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ODD i posiadające zawarte z OSD umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.4. Każdy OSDn oraz OSD realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSD a OSDn oraz OSD a OSDp odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z OSD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z OSD, jest URD.

Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanymi dalej „URDn”), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.”

77) W punkcie A.2.1. lit. n) otrzymuje brzmienie:

„n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,”

78) Punkty A.2.2. i A.2.3. otrzymują brzmienie:

„A.2.2. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną OSDp, OSD oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej OSDp, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.

A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie OSDp obowiązują:

- a) OSDp,
- b) OSD,
- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, których sieci są połączone z sieciami OSD,

- d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD,
- e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z OSD,
- f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z OSD,
- g) sprzedawców pełniących na obszarze OSDp i OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- h) POB_Z działających na obszarze OSDp i OSD,
- i) DUB działających na obszarze OSDp i OSD,
- j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru OSDp.

79) Punkty A.3.1. oraz A.3.3. – A.3.5. otrzymują brzmienie:

„A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

- 1) POB_Z,
- 2) DUB.

URB może być jednocześnie POB_Z i DUB.

POB_Z może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

A.3.3. F_{MB} mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

- a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci (F_ZMB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz
- b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci (F_DMB).

Ze względu na wartości atrybutów F_DMB występują następujące oznaczenia typów F_DMB:

- MB_O, MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sąsiednich OSDp,
- A_{FD}MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów A_{FD}MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

A.3.4. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z.

POB_Z jest wskazywany przez:

- a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z OSD,
- b) URD_W,

c) URD_{ME}.

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_Z.

A.3.5. Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.”

80) W punkcie A.3.7. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:

„5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z.”

81) W punktach A.3.12., A.3.13., A.4.3.1., A.4.3.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10., B.9., C.1.14., D.1.6., F.2.4. oraz w Załączniku nr 3 i 4 skrót „POB” zastępuje się skrótem „POB_Z”.

82) W punkcie A.6.1. lit. b) otrzymuje brzmienie oraz dodaje się lit. d) w brzmieniu:

„b) usług IRP,

d) rozliczeń usług bilansujących,”

83) Punkt A.6.5. otrzymuje brzmienie:

„A.6.5. W celu umożliwienia OSDp przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP lub usług bilansujących, OSD jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD_n, zgodnie z IRiESD,
- b) przekazywania OSDp dla potrzeb rozliczeń usługi IRP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSD lub oddanej do sieci OSD, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URD_n,
- c) przekazywania OSDp dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSD lub oddanej do sieci OSD, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URD_n,
- d) przekazywania OSDp skorygowanych danych pomiarowych URD_n w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP, zgodnie z IRiESP,
- e) przekazywania OSDp skorygowanych danych pomiarowych URD_n w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,
- f) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.”

84) Punkt A.6.8. otrzymuje brzmienie:

„A.6.8. Wyznaczanie przez OSD i OSD_n danych pomiarowych i ich przekazywanie OSDp oraz udostępnianie OSP przez OSDp tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.”

85) Punkt A.6.12. otrzymuje brzmienie:

„A.6.12. Przekazywanie przez OSD i OSDn danych pomiarowych OSDp na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.5.”

86) Dodaje się punkt A.6.13. w brzmieniu:

„A.6.13. Przekazywanie przez OSD i OSDn danych pomiarowych OSDp na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.”

87) Rozdział A.10. otrzymuje brzmienie:

„A.10. ZASADY WSPÓLPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. Usługa IRP jest świadczona w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, zapewniającej OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii elektrycznej.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy. W przypadku ORed z generacją wewnętrzną, usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. Postanowienia ogólne

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. ORed jest to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące kryteria:

- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci,
- 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp, OSD lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDp,
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie OSDp w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDp

oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD i OSDn.

A.10.2.1.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSD i OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP przyłączone są inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSD i OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSD i OSDn.

A.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) OSDp – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp, OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.
- 2) OSDp we współpracy z OSD – jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp,

OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

- 3) OSDn we współpracy z OSD i OSDp – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSDp za pośrednictwem OSD, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanej usłudze IRP („system IP DSR”) oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje OSDp za pośrednictwem OSD również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDn otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

A.10.2.1.5. Procesem certyfikacji przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

- 1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a Ustawy,
- 2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- 1) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
- 2) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. OSDp, OSD oraz OSDn jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

- 1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub
- 2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub
- 3) odpowiednio OSDp, OSD albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna niewydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia pkt 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio OSDp, OSD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp, OSD albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie niewydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną niewydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. pkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania

odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

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

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

A.10.2.3.3. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed),
- 2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) – 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.10.2.1.2.,
- 5) atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
- 6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD i OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD i OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP),

- d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp, OSD albo OSDn, w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
- 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD lub udostępniony na żądanie odbiorcy w ORed.

Na każde żądanie OSD, odbiorca w ORed dostarczy OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopię wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. 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 kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio OSD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn – w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku – dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego OSD.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSD wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD lub udostępniony na żądanie odbiorcy oRed.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3), albo kopie tych dokumentów poświadczone przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSD albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego rejestracji w systemie IP DSR za pośrednictwem OSDp, najpóźniej w terminie do 7 dni kalendarzowego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie,
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej,
- 3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD (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 OSD i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),
- 5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,
- 7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
- 8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.2.3. i A.10.2.3.4., OSD albo OSD upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed

w systemie IP DSR za pośrednictwem OSDp, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „OREd aktywny”.

A.10.2.4.4. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „OREd nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „OREd aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

- 1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) OSD do OSDp i OSDp i OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD),
 - b) OSDn do OSD i OSD do OSDp (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD),
 - c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP),
- 2) zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed,
- 3) oświadczenia:
 - a) wskazującego na typ ORed (OREd O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
 - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
 - d) wskazującego adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
 - e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSD o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 1) i 2), są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 2), skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.10.2.4.7. Odpowiednio OSD albo OSD upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSD, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR,
- 2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji.

Odpowiednio OSD albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Za datę wygaszenia Certyfikatu dla ORed uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSD za pośrednictwem OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSD za pośrednictwem OSDp do OSP.

A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, odbiorca w ORed składa wnioski do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed, o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2., odpowiednio OSD albo OSD upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR. Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu

odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do OSD celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR za pośrednictwem OSDp.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.10.2.4.9. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

A.10.2.4.10. OSD i OSDn, każdy na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6 lub na żądanie odbiorcy w ORed.

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

A.10.3.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP.

A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP za pośrednictwem OSDp, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

OSDp po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie d+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.10.3.8. i A.10.3.9.

OSD za pośrednictwem OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD i OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.3.5.

A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD.

A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD, zobowiązany jest do przekazywania OSD danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,

- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt A.10.3.7., w terminie do doby d+2,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.9., za miesiąc m, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje OSD dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD 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 pomiarowych określa OSDp zgodnie ze standardami WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.1.4.

A.10.3.6. OSD za pośrednictwem OSDp przekazuje OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. 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.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.6., dla doby d są przekazywane przez OSD za pośrednictwem OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.

A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca m, OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSP za pośrednictwem OSDp za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+1.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu kalendarzowym miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym m+1, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych.

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

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do

OSDp zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP wyłącznie przez OSP.”

88) Dodaje się rozdział A.11., który otrzymuje brzmienie:

„A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

A.11.1.1. DUB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

- 1) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub
- 2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z OSDp umowy, o której mowa w pkt A.4.3.12 IRiESDp.

A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

- 1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $FZMB$ reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,
- 2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $AFDMB$, o których mowa w pkt A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. OSD:

- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,
- 2) współpracuje z OSP i OSDp w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2.Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

OSD uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSD a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną OSD, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do OSD, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. OSD, we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

- 1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,
- 2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,
- 3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:
 - a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,
 - b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,

- 4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,
- 5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

OSD może wystąpić z wnioskiem do OSP za pośrednictwem OSDp o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. OSD przekazuje do OSP za pośrednictwem OSDp oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji OSD wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez OSD, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach OSD przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.11.3.2. OSD przekazuje OSP za pośrednictwem OSDp dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.

A.11.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania OSD danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.1.4.

OSDn przekazuje OSD dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez OSD dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.1.4.”

89) Punkt C.1.1. otrzymuje brzmienie:

„C.1.1. OSDp funkcjonujący na obszarze działania OSD administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i FMB przypisanych do MB, które składają się na JBOS będącą w posiadaniu OSDp jako POB_{OSD}.

OSDp może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.”

90) W punkcie C.1.11.:

a) w lit. a) drugi bulet otrzymuje brzmienie:

" • za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez OSD, zgodnie z pkt C.1.3. lit. a),”

b) w lit. b) drugi bulet otrzymuje brzmienie:

" • dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a OSD;”

91) W punkcie D.3.4. lit. g) otrzymuje brzmienie:

„g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,”

92) Punkty od E.1. do E.5. otrzymują brzmienie:

„E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD OSDp oraz WDB. Postanowienia zawarte w niniejszym rozdziale mają charakter pomocniczy.

POB_Z jest ustanawiany przez:

- 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD_O przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD,
- 2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD,
- 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD.

W przypadku URD_O, POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) sprzedawca, URD_W, URD_{ME} lub nowy POB_Z powiadamia OSD i OSDp, na formularzu zgodnym z wzorem zamieszczonym na stronie internetowej OSD lub udostępniony w siedzibie, o ustanowieniu lub zmianie POB_Z; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB_Z jak i sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},

- 2) OSD i OSDp dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRiESD oraz zawartymi umowami dystrybucji,
- 3) OSDp, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB_Z o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB_Z oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB_Z – w przypadku zmiany POB_Z,
 - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} oraz nowego POB_Z o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB_Z,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży albo umowę kompleksową ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W oraz URD_{ME} do MB nowego POB_Z,
- 4) OSDp, w przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1), informuje niezwłocznie nowego POB_Z oraz sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienie, o którym mowa w ppkt 1) powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej OSDp lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny OSDp, o ile system ten umożliwia dokonywanie takich powiadomień. OSDp dopuszcza przekazanie powiadomienia w postaci papierowej.

E.3. OSD niezwłocznie po uzyskaniu od OSP lub OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB_Z powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB_Z, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB_Z. W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB_Z. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału.

E.4. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD, OSDp oraz wyżej wymienionego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.

E.5. Powiadomienie OSD i OSDp o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB_Z a sprzedawcą albo pomiędzy POB_Z a URD_W albo między POB_Z a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB_Z będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez OSD i OSDp, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB_Z zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2.”

93) Punkt H.4. otrzymuje brzmienie:

„H.4. OSD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:

- 1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,
- 2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 3) powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
- 4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD 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 – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, 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 – URD 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,
- 5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSD dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II.3.2.2.,
- 7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy OSD,
- 8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z OSD,

- 9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).”

94) W punkcie H.5. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:

„5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do OSD przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSD dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w Taryfie OSD;”

95) W punkcie I.4. dodaje się lit. d) w brzmieniu:

„d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.”

96) W SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w OZNACZENIA SKRÓTÓW:

a) usuwa się oznaczenia skrótów: FPP, F_{MDD} , P_{MDD} , URB_{BIL} , URB_{GE} , URB_{PO} , URB_{O} , URB_{W} , MB_{AFW} , MB_{APV} ,

b) dodaje się oznaczenia skrótów:

DUB	Dostawca usług bilansujących
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JBos	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
AFD_{MB}	F_{MB} , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FD_{MB}	F_{MB} , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FZ_{MB}	F_{MB} , w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
MB_{AH}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej

MB_{AI}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AZ}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_O	FD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _O , reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	FD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB _{OSD} , reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MB_W	FD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _W lub URD _{ME} , reprezentujących odpowiednio moduły wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD

c) zmienia się oznaczenia skrótów:

MB_{AM}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB_{AO}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_{AW}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii ciepłne
F_{MB}	Fizyczne MB
w_{MB}	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – sekwencję wartości P_{st}

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

gdzie:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,

h – rząd wyższej harmoniczej.

97) W SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w POJĘCIACH I DEFINICJACH:

a) usuwa się definicje: „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)”, „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)”, „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)”, „Układ pomiarowo-kontrolny”, „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „Obszar Rynku Bilansującego”, „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana”

b) zmienia się następujące definicje:

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943.
-----------------------------	---

Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Grupy przyłączeniowe	<p>Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none">a) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,b) grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,c) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV,d) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,e) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,f) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana	<p>Moduł wytwarzania energii:</p> <ul style="list-style-type: none">a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albob) ciepłny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, alboc) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony, <p>o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.</p>
Jednostka grafikowa	Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Miejsce dostarczania	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POBZ a URD.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Przełącznik SCO	Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości

zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.

Przylącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP

c) dodaje się następujące definicje:

Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej, oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Instalacja odbiorcza	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.

Jednostka bilansowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.
Jednostka odbiorcza	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana	Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moduł parku energii	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.
Moduł wytwarzania energii	Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.
Obszar RB	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 KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej

	przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalacja odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.