

ENEA Operator sp. z o.o.
ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań



KARTA AKTUALIZACJI NR 32/2024
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci
Dystrybucyjnej

Data wejścia w życie: 14 czerwca 2024 r.

Niniejsza Karta aktualizacji nr 31/2024 zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – wersja 2.3. („IRiESD”), która została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 16 grudnia 2013 r. wraz z późn. zm.

WERSJA 1.2.

Karta aktualizacji nr 32/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Zakres zmian IRiESD

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
1.	Rozdział I IRiESD „Korzystanie z systemu elektroenergetyczne”	Zmienia się pkt I.1.9., pkt II.1.43., pkt I.1.6. ppkt 1), pkt I.2.1., pkt I.3.1., pkt I.3.2., pkt I.3.4., pkt I.3.5., pkt I.3.6., pkt I.3.10. oraz pkt I.4.4.
2.	Rozdział II IRiESD „Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Zmienia się pkt II.1.2. ppkt 2), pkt II.1.2. ppkt 4), pkt II.1.2. ppkt 6), pkt II.1.3., tytuł pkt II.4., pkt II.1.4., pkt II.1.7., pkt II.1.8., pkt II.1.9., pkt II.1.14., pkt II.1.15., pkt II.1.16., pkt II.4.5.1.4., pkt II.4.5.1.11., pkt II.4.5.1.14., pkt II.4.5.1.16., pkt II.4.5.2.2.2., pkt II.4.5.2.2.3., pkt II.4.5.2.2.4., pkt II.4.5.2.4.2., pkt II.4.5.2.5.1., pkt II.4.5.2.6.1., pkt II.4.5.3.2., pkt II.4.5.4.2.1., pkt II.4.5.4.2.2., pkt II.4.5.4.2.3., pkt II.4.6.5., pkt II.4.6.8., pkt II.4.7.1.15., pkt II.4.7.1.16., pkt II.4.7.1.17., pkt II.4.7.1.19. – II.4.7.1.32. oraz pkt II.4.7.1.33.
3.	Rozdział II IRiESD „Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Dodaje się pkt II.4.5.1.10., pkt II.4.5.1.19. oraz pkt II.4.9.
4.	Rozdział IV IRiESD „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”	Zmienia się tytuł pkt IV.1., pkt IV.1.2., pkt IV.1.5., pkt IV.1.6., pkt IV.1.9. pkt IV.3.1.2., pkt IV.3.2.3., pkt IV.3.4.1.1., pkt IV.3.4.1.7., pkt IV.3.4.2.5. oraz pkt IV.3.5.2.
5.	Rozdział IV IRiESD „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”	Usuwa się pkt IV.1.3., pkt IV.1.4., pkt IV.3.1.3. lit. e) oraz pkt IV.3.6.
6.	Rozdział IV IRiESD „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”	Dodaje się pkt IV.3.2.35., pkt IV.3.5.19., pkt IV.4. oraz pkt IV.5.
7.	Rozdział V IRiESD „Współpraca ENEA Operator z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz ENEA Operator a użytkownikami systemu”	Zmienia się pkt V.1., pkt V.3. oraz pkt V.4.
8.	Rozdział VI IRiESD	Zmienia się pkt VI.1.1., pkt VI.2.5. lit. b), pkt VI.2.12., pkt VI.3.1. – VI.3.4., pkt VI.3.7.,

L.p.	Rozdział IRIESD	Zapisy podlegające zmianie
	„Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	pkt VI.3.8., pkt VI.3.10., pkt VI.5.3. lit. l) oraz pkt VI.7.7.
9.	Rozdział VI IRIESD „Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Dodaje się pkt VI.1.5.
10.	Rozdział VI IRIESD „Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Usuwa się pkt VI.1.4., pkt VI.3.9., pkt VI.7.8. oraz pkt. VI.8. – VI.10.
11.	Rozdział VIII IRIESD „Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu”	Zmienia się pkt VIII.1., pkt VIII.2. oraz pkt VIII.4.
12.	Rozdział VIII IRIESD „Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu”	Dodaje się pkt VIII.3.3.
13.	Rozdział A IRIESD „Postanowienia wstępne”	Zmienia się pkt A.1.1., pkt A.1.3. – A.1.5., pkt A.2.1. lit. n), pkt A.2.2., pkt A.2.3., pkt A.3.1., pkt A.3.3. – A.3.6., pkt A.3.8., pkt A.3.13., pkt A.3.14., pkt A.4.3.1., pkt A.4.3.3., pkt A.4.3.5., pkt A.4.3.6., pkt A.4.3.7., pkt A.4.3.8., pkt A.5.3., pkt A.5.5., pkt A.6.3., pkt A.6.7., pkt A.6.9., pkt A.6.10., pkt A.4.3.3., pkt A.4.3.8. lit. j), pkt A.4.3.8. lit. k), pkt A.5.2., pkt A.5.3. lit. b), pkt A.5.8.11. lit. d), pkt A.5.8.12., pkt A.6.1. lit. b), pkt A.6.5., pkt A.6.8., pkt A.6.12., pkt A.9.2. oraz pkt A.10.
14.	Rozdział A IRIESD „Postanowienia wstępne”	Dodaje się pkt A.4.3.12., A.6.1. lit. d), pkt A.6.13. oraz pkt A.11.
15.	Rozdział A IRIESD „Postanowienia wstępne”	Usuwa się pkt A.5.8.2. i pkt A.5.8.3.
16.	Rozdział B IRIESD „Zasady zawierania umów dystrybucyjnych z URD”	Zmienia się pkt B.9.
17.	Rozdział C IRIESD	Zmienia się pkt C.1.1., pkt C.1.2., pkt C.1.5., pkt C1.11., pkt C.1.12., pkt C.1.12. ppkt 2),

L.p.	Rozdział IRIESD	Zapisy podlegające zmianie
	„Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych”	pkt C.1.13. lit. a) ppkt (ii), pkt C.1.13. lit. b) ppkt (ii), pkt C.1.16. oraz pkt C.2.
18.	Rozdział C IRIESD „Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych”	Usuwa się pkt C.1.18. – C.1.21.
19.	Rozdział D IRIESD „Procedura zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców”	Zmienia się pkt D.1.6. oraz pkt D.3.4. lit. g)
20.	Rozdział E IRIESD „Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego”	Zmienia się rozdział E.
21.	Rozdział F IRIESD „Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży oraz umowach kompleksowych”	Zmienia się pkt F.1.6.
22.	Rozdział G IRIESD „Zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia”	Zmienia się pkt G.3. lit. a) oraz pkt G.6.
23.	Rozdział G IRIESD „Zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia”	Dodaje się pkt G.9.
24.	Rozdział H IRIESD „Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne”	Zmienia się pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 5)
25.	Rozdział I IRIESD „Zarządzanie ograniczeniami systemowymi”	Zmienia się pkt I.4.
26.	IRIESD – Słownik skrótów i definicji „i. Oznaczenia skrótów”	Usuwa się skróty: „FPP”, „MBAFW”, „MBA _{APV} ”, „FMDD”, „PMDD”, „PDE”, „URBO” oraz „URB _{OSD} ”
27.	IRIESD – Słownik skrótów i definicji „i. Oznaczenia skrótów”	Dodaje się skróty: „DUB”, „FRP”, „JB”, „JB _{OS} ”, „JG”, „AFDMB”, „MBAH”, „MBAI”, „MBAZ”, „OP”, „OREB”, „ORN”, „POB _{OSD} ”, „POBZ” oraz „POB _{ZSU} ”
28.	IRIESD – Słownik skrótów i definicji „i. Oznaczenia skrótów”	Zmienia się skróty: „FMB”, „FDMB”, „FZMB”, „WMB”, „MBA _M ”, „MBA _O ”, „MBA _W ”, „MBO”, „MBO _{SD} ”, „MB _W ”, „P _{lt} ”, „P _{st} ”, „POB”, „SCO” oraz „THD”

L.p.	Rozdział IRIESD	Zapisy podlegające zmianie
29.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Zmienia się definicje: „Bilansowanie handlowe” „Bilansowanie systemu” „Dane pomiarowo-rozliczeniowe” „Farma fotowoltaiczna” „Farma wiatrowa” „Grupy przyłączeniowe” „Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana” „Jednostka grafikowa” „Miejsce dostarczania” „Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)” „Moc przyłączeniowa” „Moc umowna” „Niezbilansowanie” „Ograniczenia sieciowe” „Operator pomiarów” „Przełącznik SCO” „Przyłącze” „Rynek bilansujący” „Usługi systemowe” „Wytwórca” „Zasilenie inicjalne”
30.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Dodaje się definicje: „Awaria techniczna” „Dostawca usług bilansujących” „Dni robocze” „Energia bilansująca” „Fizyczny rejestr pomiarowy” „Instalacja odbiorcza” „Jednostka bilansowa” „Jednostka odbiorcza” „Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana” „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego” „Moc bilansująca” „Moduł parku energii” „Moduł wytwarzania energii” „Obszar RB” „Okres rozliczania niezbilansowania” „Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”

L.p.	Rozdział IRIESD	Zapisy podlegające zmianie
		„Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp” „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów” „Przerwa nieplanowana” „Przerwa planowana” „Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej” „Stan odbudowy systemu” „Stan zagrożenia” „Stan zaniku zasilania” „Sterowany odbiór” „Umowa dystrybucyjna” „Umowa przesyłowa” „Usługa IRP” „Usługi bilansujące” „Zakład wytwarzania energii” „Zasób”
31.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „ii. Pojęcia i definicje”	Usuwa się definicje: „Administrator pomiarów” „Awaria sieciowa” „Awaria w systemie” „Dzień roboczy/doba robocza” „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)” „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMD)” „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMD)” „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)” „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)” „Obszar Rynku Bilansującego” „Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana” „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana” „Punkt Dostarczania Energii”
32.	Załącznik nr 1 do IRIESD „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej”	Zmienia się pkt 11.1.4.

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
33.	Załącznik nr 1 do IRiESD „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej”	Usuwa się pkt 11.2.2.
34.	Załącznik nr 3 do IRiESD „Lista kodów, którymi ENEA Operator informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży oraz umów kompleksowych”	Zmienia się w załączniku skrót „POB” na skrót „POBz”
35.	Załącznik nr 5 „Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami” do IRiESD	Zmienia się w załączniku skrót „POB” na skrót „POBz”, pkt I ust. 3 ppkt 3) w Części A oraz pkt I ust. 3 ppkt 3) w Części B

2. Nowe brzmienie zapisów IRiESD

1) Zmienia się pkt I.1.8. ppkt 4), który przyjmuje następujące brzmienie:

I.1.8. 4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,

2) Zmienia się pkt I.1.9., pkt II.1.43., definicję „Reprezentant prosumentów” oraz pkt I ust. 3 ppkt 3) Części A i pkt I ust. 3 ppkt 3) Części B Załącznika nr 5 do IRiESD poprzez zastąpienie wyrażenia „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” użytym w odpowiedniej liczbie i przypadku, wyrażeniem „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”.

3) Zmienia się pkt I.1.6. ppkt 1), pkt I.3.5., pkt II.1.3. oraz tytuł pkt. II.4. poprzez zastąpienie wyrażeń „urządzeń wytwórczych”, wyrażeniami „jednostek wytwórczych”.

4) Zmienia się pkt I.2.1., który przyjmuje następujące 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

5) Zmienia się pkt I.3.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

- 1) koncesji, o której mowa w pkt. I.1.4. ppkt 9),
- 2) Taryfie,
- 3) umowie dystrybucyjnej 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) Zmienia się pkt I.3.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.3.2. Enea Operator świadcząc usługi dystrybucji:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt. VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej 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 Enea Operator, 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) Zmienia się pkt I.3.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.3.4. Enea Operator określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, a także 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) Zmienia się pkt I.3.6., który przyjmuje następujące 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) Zmienia się pkt I.3.10., który przyjmuje następujące 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) Zmienia się pkt I.4.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.4.4. ENEA Operator stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności ENEA Operator 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 ENEA Operator,
- 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,
- 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie,

- 9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt. VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
- 10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt. 5) lub 8).

Enea Operator 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) Zmienia się pkt II.1.2. ppkt 2), który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.2. 2) złożenie przez podmiot u Enea Operator, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez Enea Operator; wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data doręczenia Enea Operator wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRIESD,

12) Zmienia się pkt II.1.2. ppkt 4), który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.2. 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 Prawo energetyczne) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez Enea Operator, 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 Enea Operator; 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,

13) Zmienia się pkt II.1.2. ppkt 6), który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.2. 6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 ustawy Prawo energetyczne lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez Enea Operator, Enea Operator 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,

14) Zmienia się pkt II.1.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej Enea Operator 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. Wydanie warunków przyłączenia przez Enea Operator dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej lub źródeł energii elektrycznej. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z Enea Operator, określonych w IRIESD, w szczególności w

pkt. II.1.14. i II.1.15. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej lub źródeł 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 Prawo energetyczne oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d ustawy Prawo energetyczne, w związku z art. 7 ust. 8d¹ ustawy Prawo energetyczne.

15) Zmienia się pkt II.1.7., który przyjmuje następujące 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, 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, 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 lub 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 lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie,

- 8) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu.

16) Zmienia się pkt II.1.8., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny określa ENEA Operator. 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.

17) Zmienia się pkt II.1.9., który przyjmuje następujące 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej 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 biernej podczas postępującego 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.
- 18) Zmienia się pkt. II.1.14., pkt. II.1.15. i pkt II.1.16., które przyjmują następujące brzmienie:
- II.1.14. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator 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, do którego sieci są połączeni.
- Uzgodnienie obejmuje:
- a) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,

b) 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.1.15. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD (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 Prawo energetyczne), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

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

II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.14., jest realizowane po przekazaniu przez Enea Operator do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu do Enea Operator 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.

19) Zmienia się pkt II.4.5.1.4., który przyjmuje następujące 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.

20) W pkt. II.4.5.1.10. dodaje się na końcu akapit o następującym brzmieniu:

II.4.5.1.10. Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.

21) Zmienia się pkt II.4.5.1.11., który przyjmuje następujące 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.

22) Zmienia się pkt II.4.5.1.14., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

23) Zmienia się pkt II.4.5.1.16., który przyjmuje następujące 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.

24) Dodaje się pkt II.4.5.1.19. o następującym brzmieniu:

II.4.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością ENEA Operator w zakresie wyposażenia:

- 1) w EAZ – podlegają wymaganiom IRIESP,
- 2) w środki komunikacji, w tym komunikacji realizowanej między urządzeniami EAZ – podlegają wymaganiom IRIESD.

25) Zmienia się pkt II.4.5.2.2.2., pkt II.4.5.2.2.3. i pkt II.4.5.2.2.4., które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.5.2.2.2. Pola linii pracujących w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

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

Zaleca się, aby w przypadku zastosowania zabezpieczenia odcinkowego, terminal realizujący to zabezpieczenie był dodatkowo wyposażony w zabezpieczenie ziemnozwarciowe, kierunkowe.

II.4.5.2.2.3. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia w jednym z wariantów:
 - a) odcinkowe albo odległościowe jako zabezpieczenie podstawowe oraz ziemnozwarciowe jako zabezpieczenie rezerwowe,
 - b) nadprądowe bezzwłoczne i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych jako zabezpieczenie podstawowe oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowo-prądowe kierunkowe,
- 2) automatykę trójfazowego SPZ,
- 3) lokalizację miejsca zwarcia, o ile zastosowanie jest możliwe.

II.4.5.2.2.4. Pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) odcinkowe jako podstawowe,

- 2) odległościowe jako rezerwowe, z możliwością pracy współbieżnej z zabezpieczeniem odległościowym na przeciwległym końcu linii, z pamięcią napięciową,
- 3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania,
- 4) funkcje 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 przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,
- 7) funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą.

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

26) Zmienia się pkt II.4.5.2.4.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

27) Zmienia się pkt II.4.5.2.5.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy LRW. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem LRW, z wyłączeniem rozdzielni 110 kV, w których OSP posiada pole transformatora.

28) Zmienia się pkt II.4.5.2.6.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.5.2.6.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenie rozcinające, z wyłączeniem łączników szyn w stacjach w układzie „H”, w których dopuszcza się niestosowanie zabezpieczenia rozcinającego,
- 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.

29) Zmienia się pkt II.4.5.3.2., który przyjmuje następujące 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 zwarciove, 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.

30) Zmienia się pkt II.4.5.4.2.1., pkt II.4.5.4.2.2. i pkt II.4.5.4.2.3., które przyjmują następujące 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) od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciove),
- 2) 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 Enea Operator 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 Enea Operator, 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 podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu,
- 8) blokady kierunkowej wyłączenia wyłącznika w polu reagującej na kierunek przepływu mocy w kierunku do szyn zbiorczych rozdzielni.

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 ENEA Operator, 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 podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

31) Zmienia się pkt II.4.6.8., który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemu 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.

32) Zmienia się pkt II.4.7.1.15., pkt II.4.7.1.16., pkt II.4.7.1.17., pkt II.4.7.1.33. i pkt F.1.6. poprzez zastąpienie wyrażenia „układ pomiarowy”, użytym w odpowiedniej liczbie i przypadku, wyrażeniem „układ pomiarowo-rozliczeniowy”.

33) Zmienia się pkt. II.4.7.1.19. – II.4.7.1.32., które przyjmują następujące brzmienie:

- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do ENEA Operator przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub Sprzedawcę.
- II.4.7.1.20. ENEA Operator na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. ENEA Operator może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.
- II.4.7.1.21. Odbiorca lub ENEA Operator 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 ENEA Operator.
- II.4.7.1.22. ENEA Operator przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż ENEA Operator, to podmiot ten ma obowiązek przekazać ENEA Operator 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. ENEA Operator przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli ENEA Operator nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. ENEA Operator 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, ENEA Operator zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i pkt. 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 świadczoną 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

34) Dodaje się pkt II.4.9. o następującym brzmieniu:

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

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

35) Zmienia się tytuł pkt. IV.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

36) Zmienia się pkt IV.1.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.1.2. Rozróżnia się następujące stany pracy KSE wymagające działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych:

- 1) stan alarmowy,
- 2) stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 3) stan zaniku napięcia,
- 4) stan odbudowy systemu.

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

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

37) Usuwa się pkt IV.1.3. i pkt IV.1.4. oraz zmienia się odpowiednio numerację istniejących pkt. od IV.1.5. do IV.1.9. na pkt. od IV.1.3. do IV.1.7.

38) Zmienia się pkt IV.1.5. i pkt IV.1.6. (po zmianie numeracji odpowiednio pkt. IV.1.3. i pkt IV.1.4.), które przyjmują 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 ENEA Operator.

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

39) Zmienia się pkt IV.1.9. (po zmianie numeracji pkt. IV.1.7), który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, ENEA Operator udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

40) W pkt. IV.3.1.2. zmienia się pierwszy akapit, który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z ENEA Operator 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.

41) W pkt. IV.3.1.3. usuwa się lit. e) oraz przecinek na końcu lit. d).

42) W pkt. IV.3.2.3. zmienia się pierwsze zdanie, które przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.2.3. OSP we współpracy z ENEA Operator opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.3.2.1.

43) Dodaje się pkt IV.3.2.35. o następującym 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 ENEA Operator powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

44) Zmienia się pkt IV.3.4.1.1., który przyjmuje następujące 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.

45) Zmienia się pkt IV.3.4.1.7. poprzez usunięcie ostatniego akapitu.

46) Zmienia się pkt IV.3.4.2.5. poprzez usunięcie ostatniego akapitu.

47) Zmienia się pkt IV.3.5.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje odpowiednio Enea Operator, OSDn lub odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV, zgodnie z przepisami Rozporządzenia systemowego.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

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

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

48) Dodaje się pkt IV.3.5.19. o następującym brzmieniu:

IV.3.5.19. Enea Operator przekazuje OSP 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.

49) Usuwa się pkt IV.3.6.

50) Dodaje się pkt IV.4. o następującym 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 Enea Operator harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu;
- 5) raportuje Enea Operator 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 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator współpracuje z ENEA Operator 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 urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci ENEA Operator:
- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyłym 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.
- IV.4.6. ENEA Operator 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 ENEA Operator,
 - 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 ENEA Operator,

- 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.

51) Dodaje się pkt IV.5. o następującym brzmieniu:

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

- IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub OSDn przyłączonego do sieci ENEA Operator.
- 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, ENEA Operator może wydać:
- 1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator; lub
 - 2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci ENEA Operator, 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 ENEA Operator a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

52) Zmienia się pkt V.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

V.1. Enea Operator współpracuje z następującymi podmiotami:

- a) OSP,
- b) OSD,
- c) Sprzedawcami,
- d) POBz,
- e) DUB,
- f) OHT,
- g) OH,
- h) OP

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

53) Zmienia się pkt V.3. i pkt V.4., które przyjmują następujące brzmienie:

V.3 OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne, IRIESP, WDB oraz IRIESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy Enea Operator z OSDn są określone w IRIESP, WDB i IRIESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy Enea Operator a OSDn, przy czym:

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

54) Zmienia się pkt VI.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu Enea Operator na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej Enea Operator w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej Enea Operator, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) podejmuje decyzje w zakresie planowania pracy magazynów energii elektrycznej i jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Enea Operator, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym prowadzenie operacji łączeniowych oraz działań regulacyjnych,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
- d) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne, o których mowa w pkt. VI.2., w tym m.in.:

- zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduł wytwarzania energii,
 - załączanie dławików i kondensatorów,
 - załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),
 - zmianę zaczepek transformatorów,
 - zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,
- e) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączonej do sieci ENEA Operator, w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci; uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci ENEA Operator jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni,
- f) wprowadza przerwy i ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na zasadach określonych w pkt. IV.3.,
- g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD,
- h) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRIESP.

55) Usuwa się pkt VI.1.4. oraz zmienia się numerację istniejącego pkt. VI.1.5. na pkt IV.1.4.

56) Dodaje się pkt VI.1.5. o następującym brzmieniu:

VI.1.5. Podmioty uczestniczące w prowadzeniu ruchu sieciowego sporządzają w formie pisemnej wykazy osób i jednostek organizacyjnych bezpośrednio uczestniczących w prowadzeniu ruchu sieciowego w KSE. Wykazy podlegają bieżącej aktualizacji i są sobie wzajemnie przekazywane.

57) Zmienia się pkt VI.2.5. lit. b), która przyjmuje następujące brzmienie:

VI.2.5. b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator innych niż JWCD oraz magazynów energii elektrycznej,

58) W pkt. VI.2.12. na końcu lit. i) kropkę zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się lit. j) o następującym brzmieniu:

VI.2.12. j) możliwości i zakres regulacji parametrów jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.

59) Zmienia się pkt VI.3.1. i pkt VI.3.2., które przyjmują następujące brzmienie:

VI.3.1. ENEA Operator sporządza koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.2. ENEA Operator w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator zgodnie z postanowieniami TCM.

60) Zmienia się pkt VI.3.3., pkt VI.3.4. oraz pkt VI.3.10. poprzez zastąpienie wyrażenia „jednostka wytwórcza” użytym w odpowiedniej liczbie i przypadku, wyrażeniem „jednostka wytwórcza i magazyn energii elektrycznej”.

61) Zmienia się pkt VI.3.7. i pkt VI.3.8., które przyjmują następujące brzmienie:

VI.3.7. Przekazanie planów przez podmioty posiadające jednostki wytwórcze i posiadaczy magazynów energii elektrycznej do ENEA Operator, powinno być realizowane w następujących terminach:

- a) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5-letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,
- b) plany dobowe – dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych..

VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM oraz w pkt. VI.3.7., są przekazywane do ENEA Operator w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.

62) Usuwa się pkt IV.3.9. oraz zmienia się numerację istniejącego pkt. VI.3.10. na pkt VI.3.9.

63) Zmienia się pkt VI.5.3. lit. I), która przyjmuje następujące brzmienie:

VI.5.3. I) wykaz jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej.

64) Zmienia się pkt VI.7.7., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSP zgodnie z IRiESP, ENEA Operator uzgadnia programy łączeniowe z OSP.

65) Usuwa się pkt. VI.7.8. i pkt. VI.8. – VI.10.

66) Zmienia się pkt VIII.1., który przyjmuje następujące 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 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 Hz \pm 1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
- 2) 50 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.

VIII.1.1.3. Przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{it}) 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		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. ENEA Operator 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucyjnej 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 Hz \pm 1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
- 2) 50 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 odchyłań $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.
- VIII.1.2.3. Przez 95 % czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{it}) 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		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd 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	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

- 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. ENEA Operator 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 dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej,
 - 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucyjnej 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 dystrybucyjnej albo umowa kompleksowa.

67) Zmienia się pkt VIII.2., który przyjmuje następujące 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 II–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 dystrybucyjna 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 ppkt. 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. ENEA Operator, 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.

68) Dodaje się pkt VIII.3.3. o następującym brzmieniu:

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

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 wahaniami napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (P_{st}) i długookresowego współczynnika migotania światła (P_{lt}) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(P_{st})	(P_{lt})
1	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych 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 harmonicznych 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 jest równa 1,5 % lub mniejsza.

69) Zmienia się pkt VIII.4., który przyjmuje następujące 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 przerwane 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 ENEA Operator poprzez zarejestrowanie się w portalu planowych wyłączeń dostępnym na stronie internetowej ENEA Operator,
- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucyjnej 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,
- 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 Prawo energetyczne, albo ustalonych w umowie

dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne, albo ustalonymi w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie,

- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucyjnej 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 pkt. II.4.7.1.

70) Usuwa się ppkt. 11) w pkt A.1.1. oraz zmienia się numerację istniejących ppkt. 12) i 13) odpowiednio na ppkt 11) i 12).

71) Zmienia się pkt. A.1.3. – A.1.5., które przyjmują następujące brzmienie:

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator i posiadające zawarte z ENEA Operator umowy dystrybucyjne, 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 realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne 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 ENEA Operator, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy ENEA Operator a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z ENEA Operator albo umowę kompleksową zawartą ze Sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-k z ENEA Operator, jest URD.

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

72) Zmienia się pkt A.2.1. lit. n), która przyjmuje następujące brzmienie:

A.2.1. n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,

73) Zmienia się pkt A.2.2. i pkt A.2.3., które przyjmują następujące brzmienie:

A.2.2. Obszar sieci, dla którego ENEA Operator wykonuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną ENEA Operator oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci

dystrybucyjnej ENE A Operator, 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 obowiązują:
- a) ENE A Operator,
 - b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej ENE A Operator,
 - c) „sąsiednich OSDn”, tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną ENE A Operator,
 - d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENE A Operator,
 - e) Sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z ENE A Operator,
 - f) Sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-k z ENE A Operator,
 - g) Sprzedawców pełniących na obszarze ENE A Operator funkcję sprzedawcy rezerwowego,
 - h) POB_Z działających na obszarze ENE A Operator,
 - i) DUB działających na obszarze ENE A Operator,
 - 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 ENE A Operator.

74) Zmienia się pkt A.3.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

- A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którzy mogą być:
- a) POB_Z,
 - b) 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 dostawę 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.

75) Zmienia się pkt. A.3.3. – A.3.6., które przyjmują następujące brzmienie:

- A.3.3. ENE A Operator uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej ENE A Operator oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których ENE A Operator realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

- a) fizyczne MB (fMB) – jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,
- b) wirtualne MB (wMB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. fMB 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 ($_{FD}MB$).

Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}MB$ występują następujące oznaczenia typów $_{FD}MB$:

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

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z . POB_Z jest wskazywany przez:

- a) Sprzedawcę – w GUD lub GUD-k zawartej z ENEA Operator,
- 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.3.6. Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

76) Zmienia się pkt A.3.8., pkt A.3.13., pkt A.3.14., pkt A.4.3.1., pkt A.4.3.3., pkt A.4.3.5., pkt A.4.3.6., pkt A.4.3.7., pkt A.4.3.8., pkt A.5.3., pkt A.5.5., pkt A.6.3., pkt A.6.7., pkt A.6.9., pkt A.6.10., pkt B.9., pkt C.1.2., pkt C.1.12. ppkt 2), pkt C.1.16., pkt D.1.6., Załącznik nr 3 do IRIESD oraz Załącznik nr 5 do IRIESD poprzez zmianę skrótu „POB” na skrót „ POB_Z ”.

77) W pkt. A.4.3.3. na końcu lit. e) kropkę zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się lit. f) o następującym brzmieniu:

A.4.3.3. f) wskazanie DUB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

78) Zmienia się pkt A.4.3.8. lit. j), która przyjmuje następujące brzmienie:

A.4.3.8. j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP,

79) Zmienia się pkt A.4.3.8. lit. k), która przyjmuje następujące brzmienie:

A.4.3.8. k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych, na potrzeby rynku mocy oraz świadczenia usług bilansujących.

80) Dodaje się pkt A.4.3.12. o następującym brzmieniu:

A.4.3.12. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach URD przyłączonych do sieci ENEA Operator, musi spełnić wymagania zawarte w pkt. A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucyjną z ENEA Operator.

Umowa dystrybucyjna zawierana przez ENEA Operator z DUB powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
- b) kod identyfikacyjny DUB na RB,
- c) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z ENEA Operator oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
- e) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,
- f) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,
- g) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
- h) zasady informowania DUB o zmianie POB_Z dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
- i) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania ENEA Operator o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,
- j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, DUB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, DUB świadczy usługi bilansujące zasobów URDn przyłączonych do sieci OSDn.

81) Zmienia się pkt A.5.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, ENEA Operator w szczególności:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
- c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator do świadczenia usług bilansujących na RB,
- d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFD_{MB} wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
- e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFD_{MB} wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
- f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
- g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

- h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG należących do DUB,
- i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

82) Zmienia się pkt A.5.3. lit. b), która przyjmuje następujące brzmienie:

- A.5.3. b) przyporządkowuje Sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB przydzielonych POB_Z, na podstawie GUD lub GUD-k oraz umów dystrybucyjnych,

83) Usuwa się pkt A.5.8.2. i pkt A.5.8.3.

84) Zmienia się pkt A.5.8.11. lit. d), która przyjmuje następujące brzmienie:

- A.5.8.11. d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, Enea Operator nie nadaje odrębnego kodu PPE,

85) Zmienia się pkt A.5.8.12., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.5.8.12. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- a) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy), to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- b) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp., to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- c) w budynkach wielolokalowych każdy PPE, posiada odrębny kod PPE,
- d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

86) Zmienia się pkt A.6.1. lit. b), która przyjmuje następujące brzmienie:

- A.6.1. b) usług IRP,

87) W pkt. A.6.1. dodaje się lit. d) o następującym brzmieniu:

- A.6.1. d) rozliczeń usług bilansujących

88) Zmienia się pkt A.6.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

- A.6.5. W celu umożliwienia Enea Operator przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

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

89) Zmienia się pkt A.6.8., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie ENEA Operator oraz udostępnianie OSP przez ENEA Operator tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESD oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESP, WDB lub RRM.

90) Zmienia się pkt A.6.12., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENEA Operator na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt. A.10.3.5.

91) Dodaje się pkt A.6.13. o następującym brzmieniu:

A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENEA Operator na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt. A.11.3.

92) W pkt. A.9.2. wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

A.9.2. Wymiana pomiędzy ENEA Operator a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRIESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRIESP oraz ENEA Operator, służy system informatyczny OSP składający się z:

93) Zmienia się pkt A.10., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY 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.
- 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 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 LSPR ENEA Operator oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci ENEA Operator,
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie ENEA Operator w trybie dobowym poprzez system wskazany przez ENEA Operator oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci 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 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 OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.
- A.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

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

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn ENEA Operator, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP („system IP DSR”) oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje ENEA Operator również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla ENEA Operator 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 ustawy Prawo energetyczne,
- 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. ENEA Operator 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 ENEA Operator albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania 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 ENEA Operator albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio ENEA Operator albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną nie wydania 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 ENEA Operator 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) ENEA Operator – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 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 ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do ENEA Operator i ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich 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, ENEA Operator 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 ENEA Operator lub upoważniony przez niego podmiot, składa do ENEA Operator wniosek 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 ENEA Operator adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENEA Operator.

Na każde żądanie ENEA Operator, Odbiorca w ORed dostarczy ENEA Operator w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do ENEA Operator 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 ENEA Operator adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENEA Operator.

Na każde żądanie ENEA Operator, OSDn dostarczy do ENEA Operator 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 kopii tych dokumentów poświadczonych 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 ENEA Operator albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do ENEA Operator celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia 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, zastrzeżeniem pkt. A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE ENEA Operator (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 ENEA Operator 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 w pkt. A.10.2.3.4., ENEA Operator albo ENEA Operator upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, 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 ENEA Operator dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator),
 - b) OSDn do ENEA Operator i ENEA Operator do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie ENEA Operator, OSDn dostarczy ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator albo ENEA Operator 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 ENEA Operator, 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator 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 wniosek 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 ENEA Operator albo ENEA Operator 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 ENEA Operator celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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 w pkt. A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.
- A.10.2.4.10. ENEA Operator 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 w pkt. A.10.2.4.6.

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, po otrzymaniu przez ENEA Operator od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

ENEA Operator 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, ENEA Operator przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt. A.10.3.8. i w pkt. A.10.3.9.

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

- A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, ENEA Operator 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 ENEA Operator.
- A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENEA Operator, zobowiązany jest do przekazywania ENEA Operator 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 ENEA Operator,
 - 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 Enea Operator dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez Enea Operator 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 Enea Operator 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.4.3.8.

A.10.3.6. Enea Operator 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 Enea Operator 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 , Enea Operator dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci Enea Operator 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 Enea Operator zgodnie z pkt. A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez Enea Operator do OSP 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 Enea Operator o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, Enea Operator przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez Enea Operator 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 Enea Operator do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez Enea Operator do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia 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 Enea Operator zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych

PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ENEA Operator 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.

94) Dodaje się pkt A.11. o następującym brzmieniu:

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

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

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

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 ENEA Operator lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

- 1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie f_z MB 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 A_{FD} MB, 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. ENEA Operator:

- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, 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 w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator,
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, 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.

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

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy Enea Operator 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 URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Enea Operator lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną Enea Operator, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt. A.11.2.2., przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do Enea Operator, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. Enea Operator, 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 Prawo energetyczne, 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.

Enea Operator może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt. A.11.2.3.

A.11.2.5. Enea Operator przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji Enea Operator 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 Enea Operator, 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 Enea Operator 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 Enea Operator 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 tego procesu OSP przesyła Enea Operator 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. Enea Operator przekazuje OSP 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 Enea Operator do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

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

A.11.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną Enea Operator, zobowiązany jest do przekazywania Enea Operator danych pomiarowych dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

OSDn przekazuje Enea Operator dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez Enea Operator 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.4.3.8.

95) Zmienia się pkt C.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

C.1.1. ENEA Operator na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i F_{MB} przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu ENEA Operator jako POB_{OSD} . ENEA Operator może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.

96) Zmienia się pkt C.1.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

C.1.5. ENEA Operator wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.1.2. lit. c), w podziale na energię elektryczną pobraną z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator lub wprowadzoną do tej sieci.

97) Zmienia się pkt C.1.11., który przyjmuje następujące brzmienie:

C.1.11. ENEA Operator uczestnicząc w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB_{OS} będącą w posiadaniu ENEA Operator, wyznacza i przekazuje OSP, zgodnie z zasadami określonymi w WDB i w umowie przesyłowej:

- a) dane pomiarowe pozyskane z FRP będące w posiadaniu ENEA Operator, określające ilości dostaw energii elektrycznej w F_{ZMB} ,
- b) dane pomiarowo-rozliczeniowe określające ilości dostaw energii elektrycznej w F_{DMB} reprezentujących dostawy energii elektrycznej realizowane w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, która nie jest objęta obszarem RB,
- c) dane pomiarowo-rozliczeniowe określające ilości dostaw energii elektrycznej w MB_{OSD} .

98) W pkt. C.1.12. wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

C.1.12. Na potrzeby rozliczeń RB, ENEA Operator wyznacza i udostępnia dane pomiarowe oraz dane pomiarowo-rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:

99) W pkt. C.1.13. lit. a) ppkt (ii) otrzymuje brzmienie:

C.1.13. (ii) za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – udostępniane po ich pozyskaniu przez ENEA Operator, zgodnie z pkt. C.1.4. ppkt 1),

100) W pkt. C.1.13. lit. b) ppkt (ii) otrzymuje brzmienie:

C.1.13. (ii) dane pomiarowe URD dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych ENEA Operator, na dodatkowe zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a ENEA Operator

101) Usuwa się pkt. C.1.18. – C.1.21.

102) Zmienia się pkt C.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB_{ZSU}

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wymaga realizacji następujących działań:

- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator,
- 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze ENEA Operator, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU},
- 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
- 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD POB_{ZSU}.

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator odbywa się według następującego algorytmu:

- 1) ENEA Operator dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii elektrycznej z OSP i sąsiednimi OSDp oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci ENEA Operator (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy),
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych,
 - c) trendów ilościowych przyłączanych lub odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców lub zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci,
- 2) na podstawie, określonej w ppkt. 1), bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze ENEA Operator, wyznaczana jest przez ENEA Operator względna krzywa zapotrzebowania obszaru ENEA Operator, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENEA Operator,
- 3) wyznaczony przez ENEA Operator planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JB_{OS} ENEA Operator, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENEA Operator, wyznaczoną zgodnie z ppkt. 2), na poszczególne godziny tego okresu; ustala się, że:
 - a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej ENEA Operator jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
 - b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustaloną przez ENEA Operator,
- 4) ENEA Operator do końca listopada każdego roku udostępnia POB_{ZSU}, planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JB_{OS}.

C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, określa ENEA Operator według następujących zasad:

- 1) wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *n-tej* dobie handlowej, wyznaczona od *n+1* do *n+4* doby handlowej, równa jest

ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{Os} ENEA Operator, o którym mowa w pkt. C.2.2. ppkt. 3),

- 2) ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. pomniejszoną o ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ENEA Operator przez jednostki wytwórcze w okresie w którym nie posiadały wyznaczonego POB_Z, według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru ENEA Operator, o której mowa w pkt. C.2.2. ppkt. 3).

C.2.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

$$E_{\text{POB_ZSU}} = E_{\text{OSP}}^{+/-} + E_{\text{WYT}}^{+/-} + E_{\text{OSDp}}^{+/-} + E_{\text{URB}}^{+/-} + E_{\text{URD_W}}^{+/-} - E_{\text{URD_O}}^{-/+} - E_{\text{RB_OSD}} - E_{\text{URD_P}}$$

gdzie:

- $E_{\text{OSP}}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{\text{WYT}}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{\text{OSDp}}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez innych OSDp, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{\text{URB}}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URB, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
- $E_{\text{URD_W}}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_W oraz URD_{ME}, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru RB, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego,
- $E_{\text{URD_O}}^{-/+}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD_O, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego,
- $E_{\text{RB_OSD}}$ – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej ENEA Operator, w tym na pokrycie strat powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7. za zakończony rok kalendarzowy,
- $E_{\text{URD_P}}$ – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci dystrybucyjnej ENEA Operator przez URD dla których POB_{ZSU} nie jest Sprzedawcą, a prowadzi jedynie bilansowanie handlowe.

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JB_{Os} ENEA Operator na RB wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:

- 1) ENEA Operator po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
- 2) korekta ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczona przez ENEA Operator, zgłaszana jest na RB celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.

C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu *m* może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy, dla których przewidziana jest korekta w trybie zgodnym z WDB, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynika z maksymalnego okresu przewidzianego w WDB. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} i JB_{OS} ENEA Operator wyznaczone w ostatnim możliwym okresie korekty na RB zgodnie z WDB, uznawane są za ostateczne.

103) Zmienia się pkt D.3.4. lit. g), która przyjmuje następujące brzmienie:

D.3.4. g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,

104) Zmienia się rozdział E, który przyjmuje następujące brzmienie:

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRIESD oraz WDB.

POB_Z jest ustanawiany przez:

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

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 ENEA Operator, na formularzu zgodnym z wzorem zamieszczonym na stronie internetowej ENEA Operator, 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) ENEA Operator dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRIESD oraz zawartymi umowami dystrybucyjnymi,
- 3) ENEA Operator, 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 dystrybucyjnej z tym POB_Z – w przypadku zmiany POB_Z,

- b) niezwłocznie informuje nowego POB_Z o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB_Z oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucyjnej z tym POB_Z,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży albo umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub PPE URD_W lub PPE URD_{ME} do MB nowego POB_Z,
- 4) ENEA Operator, w przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ppkt. 1), informuje niezwłocznie nowego POB_Z o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienie, o którym mowa w ppkt. 1), powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej ENEA Operator lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny ENEA Operator, o ile system ten umożliwia dokonywanie takich powiadomień.

- E.3. Ustanowienie lub zmiana POB_Z następuje nie wcześniej niż po 5 dniach roboczych od daty pozytywnej weryfikacji powiadomienia określonego w pkt. E.2., z zastrzeżeniem pkt. E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB_Z przez Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB_Z na RB, jeżeli Sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} przekaże ENEA Operator powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2. ppkt 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z. W takim przypadku zmiana POB_Z następuje po dokonaniu przez ENEA Operator pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

- E.4. Z dniem zmiany POB_Z, ENEA Operator przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej Rynku Detalicznego, które obejmują POB_Z przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB_Z) i POB_Z przejmującego tę odpowiedzialność (nowy POB_Z), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,
- 3) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
- 4) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
- 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

- E.5. Jeżeli ENEA Operator otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2. ppkt 1), przed datą nadania i uaktywnienia na RB, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB_Z w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB_Z jest negatywna.

- E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.4., w przypadku, gdy POB_Z wskazany przez Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego POB_Z wskazanego przez Sprzedawcę rezerwowego lub Sprzedawcę z urzędu dla URD_O lub na ENEA Operator w przypadku utraty POB_Z przez URD_W lub URD_{ME}.

- E.7. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie POB_Z, wówczas URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z ENEA Operator, powinien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator, a ENEA Operator ma prawo do wyłączenia

tego URD_W lub URD_{ME} bez ponoszenia przez ENEA Operator odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej określone są w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy ENEA Operator a URD_W lub URD_{ME}.

- E.8. ENEA Operator niezwłocznie po uzyskaniu od OSP 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.9. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe Sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego poinformowania ENEA Operator oraz Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy go wskazali, o zawieszeniu lub zaprzestaniu działalności na RB.
- E.10. Powiadomienie ENEA Operator o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego Sprzedawcy, URD_W lub 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 ENEA Operator, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB_Z zgodnie z procedurą określoną w pkt. E.2. – E.4.

105) Zmienia się pkt F.2.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży lub o umowach kompleksowych, o których mowa w pkt. F.1.1., ENEA Operator przystępuje do konfiguracji PPE należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB_Z wskazanego przez Sprzedawcę tego URD.

106) Zmienia się pkt G.3. lit. a), która przyjmuje następujące brzmienie:

- G.3. a) POB_Z – do prowadzenia bilansowania handlowego, zgodnie z zapisami WDB i IRIESD,

107) Zmienia się pkt G.6., który przyjmuje następujące brzmienie:

- G.6. Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej w godz. h jest wyznaczana na podstawie pomiarów ilości energii elektrycznej w MDD oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej.

108) Dodaje się pkt G.9. o następującym brzmieniu:

- G.9. Dla dób handlowych na RB, dla których ORN jest krótszy niż jedna godzina, wówczas ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego ORN dokonuje się dzieląc wyznaczoną zgodnie z pkt. G.5. ilość energii elektrycznej po równo na zawierające się ORN w danej godzinie.

109) Zmienia się pkt H.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

- H.4. ENEA Operator 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 ENEA Operator poprzez zarejestrowanie się w portalu planowych wyłączeń dostępnym na stronie internetowej ENEA Operator,
 - 4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucyjnej 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 ENEA Operator 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 ENEA Operator,
 - 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 dystrybucyjną z ENEA Operator,

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

110) Zmienia się pkt H.5. ppkt 5), który przyjmuje następujące brzmienie:

- H.5. 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do ENEA Operator przez Sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. ENEA Operator dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów; ENEA Operator przekazuje Sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w taryfie ENEA Operator,

111) W pkt. I.4. na końcu lit. c) kropkę zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się lit. d) o następującym brzmieniu:

- I.4. d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

112) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Oznaczeniach skrótów” usuwa się następujące oznaczenia skrótów: „FPP”, „MBAFW”, „MBAFV”, „FMDD”, „PMDD”, „PDE”, „URBO” oraz „URBOSD”.

113) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Oznaczeniach skrótów” dodaje się następujące oznaczenia skrótów:

DUB	Dostawca usług bilansujących
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JB_{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
^{AFD}MB	^{AFD} 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
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 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
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczenia energii bilansującej
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POB _Z ustanowiony przez Sprzedawcę z urzędu działającego na obszarze sieci dystrybucyjnej Enea Operator

114) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Oznaczeniach skrótów” zmienia się następujące oznaczenia skrótów:

$_{F}MB$	Fizyczne MB
$_{FD}MB$	$_{F}MB$, 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
$_{w}MB$	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
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 cieplnej
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 Enea Operator 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 moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st} , występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – sekwencja wartości P_{st}

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączenie
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 harmonicznej.

115) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” usuwa się następujące definicje: „Administrator pomiarów”, „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „Dzień roboczy/doba robocza”, „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)”, „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (F-MDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (P-MDD)”, „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)”, „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)”, „Obszar Rynku Bilansującego”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana” oraz „Punkt Dostarczania Energii”.

116) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” zmienia się następujące definicje:

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.
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.
Dane pomiarowo-rozliczeniowe	Wielkości wyznaczone w PPE, MDD lub FMB.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, 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> <ol style="list-style-type: none">grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,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,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,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,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> <ol style="list-style-type: none">przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, albocieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, alboprzyłączony 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 DUB 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, będącej 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 POB _z 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 wprowadzaną 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 funkcję 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.
Przyłącze	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.

117) W IRIESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” dodaje się poniższe 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.
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.
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: <ul style="list-style-type: none"> 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: <ul style="list-style-type: none"> 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 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.
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.
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 dystrybucyjna	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2) ustawy Prawo energetyczne.
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 instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h) ustawy Prawo energetyczne, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k) ustawy Prawo energetyczne, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.

- 118) W Załączniku nr 1 do IRIESD „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej” w pkt. 11.1.4. usuwa się drugi akapit.
- 119) W Załączniku nr 1 do IRIESD „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej” usuwa się pkt 11.2.2. oraz zmienia się numerację istniejącego pkt. 11.2.3. na pkt 11.2.2.