Warszawa, 4 czerwca 2024 r..

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr inż. Rafał Gawin

DRR.WRE.4321.10.2024.ŁW

D E C Y Z J A

Na podstawie na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 8 w zw. z art. 9g ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266., dalej jako: „PE") oraz na podstawie art. 155 w zw. z art. 104 § 1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572., dalej jako: „KPA") w zw. z art. 30 ust. 1 PE,

po rozpatrzeniu wniosku
Energa-Operator S.A.
z siedzibą w Gdańsku, ul Marynarki Polskiej 130,

z dnia 21 marca 2024 r., znak: EOP/KW/1/2024/03/020992, o zatwierdzenie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 2/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, uzupełnionego pismem z dnia 17 maja 2024 r., znak: EOP/PK/1/2024/05/031684,

postanawiam

1. zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-59(6)/2013/MKo1, zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, zmienioną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 stycznia 2014 r., znak: DRR-4321-59(8)/2013/2014/MKo1, z dnia 23 kwietnia 2014 r., znak: DRR-4321-59(10)/2013/2014/MKo1, z dnia 31 października 2014 r., znak: DRR4321-8(2)/2014/MKo1, z dnia 26 czerwca 2015 r., znak: DRR-4321-1(6)/2015/MKo1, z dnia 31 grudnia 2015 r., znak: DRR-4321-14(2)/2015/GMi1, z dnia 13 stycznia 2016 r., znak: DRR-4321-10(9) /2015 /2016/GMi1, z dnia 30 listopada 2016 r., znak: DRR4321-1(11)/2015/2016.GMi1, z dnia 22 grudnia 2016 r., znak: DRR.WIR.4321.1.2016.LK, z dnia 13 marca 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.2.2017.LK, z dnia 28 marca 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.6.2017.LK, z dnia 20 grudnia 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.12.2017.LK, z dnia 8 marca 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.5.2018.LK, z dnia 14 czerwca 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2017.LK, z dnia 16 sierpnia 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2018.LK, z dnia 22 października 2018 r., r., znak: DRR.WRE.4321.16.2018.PSt, z dnia 18 kwietnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.27.2018.LK (sprostowana postanowieniem z dnia 31 maja 2019 r., znak:

DRR.WRE.4321.6.2019.PSt), z dnia 23 sierpnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.2.2019.ŁW, z dnia 21 listopada 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2019.ŁW, z dnia 13 marca 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.1.2020.ŁW, z dnia 7 kwietnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.02.2020.ŁW, z dnia 11 sierpnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2020.MZS, z dnia 27 listopada 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.13.2020.MZS, z dnia 10 grudnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.18.2020.MZS, z dnia 22 kwietnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.2.2021.AOr.JPa2, z dnia 14 grudnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.15.2021.MZS oraz z dnia 17 grudnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.13.2021.ŁW, z dnia 3 lutego 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.6.2021.AOr, z dnia 17 marca 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.1.2022.AOr oraz z dnia 3 sierpnia 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.8.2022.LK oraz z dnia 16 listopada 2022 r., znak DRR.WRE.4321.9.2022.LK, z dnia 3 lutego 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.2022.ŁW oraz z dnia 16 maja 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.4.2023.AOr.JPa2, z dnia 12 czerwca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2022.ŁW, z dnia z dnia 18 lipca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2022.ŁW, z dnia 31 sierpnia 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.13.2022.LK, z dnia 20 września 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.20.2022.LK, z dnia 22 września 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.25.2023.ŁW, z dnia 5 grudnia 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.29.2023.JKo1 z dnia 12 kwietnia 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.11.2024.JKo1 oraz z dnia 19 kwietnia 2024 poprzez zatwierdzenie w części zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 2/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszej decyzji,

2. ustalić termin wejścia w życie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 2/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej na 14 czerwca 2024 r.

UZASADNIENIE

Pismem z dnia 21 marca 2024 r., znak: EOP/KW/1/2024/03/020992, uzupełnionym pismem z dnia 17 maja 2024 r., znak: EOP/PK/1/2024/05/031684, Energa-Operator S.A. z siedzibą w Gdańsku (dalej jako: „Energa-Operator" lub „OSD"), będąca operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedłożyła Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „Prezes URE") do zatwierdzenia projekt zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej jako: „IRiESD") w formie Karty aktualizacji nr 2/2024 IRiESD (dalej jako: „Karta aktualizacji IRiESD").

Do wniosku został także załączony raport z konsultacji przeprowadzonych z użytkownikami systemu dotyczących projektu zmian w IRiESD określonych w projekcie Karty aktualizacji IRiESD.

Karta aktualizacji IRiESD obejmuje głównie zmiany wynikające z dostosowania IRiESD do nowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej jako: „IRiESP), nowych Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej jako: „WDB") oraz obowiązujących przepisów prawa.

Prezes URE pismem z dnia 10 maja 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2024.ŁW, wezwał stronę do dokonania zmian w przedłożonej Karcie aktualizacji IRiESD.

Pismem z dnia 17 maja 2024 r., znak: EOP/PK/1/2024/05/031684, strona wykonała wyżej wskazane wezwanie.

W toku niniejszego postępowania Prezes URE ustalił i zważył, co następuje:

Zgodnie z art. 9 g ust. 1 PE operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian, który to obowiązek został nałożony na operatorów systemów dystrybucyjnych w art. 9g ust. 2 PE.

Energa-Operator przeprowadziła proces konsultacji Karty aktualizacji IRiESD za pośrednictwem swojej strony internetowej w dniach od 13 lutego do 13 marca 2024 roku, a więc w okresie obejmującym jeden miesiąc. Komunikatem zamieszczonym na stronie internetowej Energa-Operator użytkownicy systemu zostali poinformowani o opublikowaniu projektu Karty aktualizacji IRiESD, o możliwości zapoznania się z tym projektem oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag drogą elektroniczną we wskazanym wyżej terminie (sposób zgłaszania uwag został dokładnie opisany). Komunikacja z użytkownikami systemu poprzez ogłoszenia umieszczane na stronie internetowej jest powszechnie stosowaną przez OSD formą komunikacji, czyli znaną użytkownikom systemu. OSD wypełnił zatem obowiązek określony w art. 9g ust. 2 PE. Raport z konsultacji przedłożony przez OSD i opublikowany na jego stronie internetowej przedstawia listę podjętych w procesie konsultacji działań wraz z ich opisem oraz informację o sposobie uwzględniania uwag użytkowników systemu. W procesie konsultacji brały udział 2 podmioty.

Karta aktualizacji IRiESD zawiera głównie zmiany wynikające z obowiązku dostosowania IRiESD do nowej IRiESP, które zostały zatwierdzona decyzjami Prezesa URE z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz z dnia 23 lutego 2024 r., znak: DRR.WRE.4320.4.2023.LK, a zgodnie z zgodnie z art. 9g ust. 8 PE w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zmian IRiESP, OSD jest zobowiązany do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia zmian IRiESD wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, Kolejny blok zmian wynika z dostosowania IRiESD do nowych WDB

zatwierdzonych decyzjami Prezesa URE z dnia 27 września 2023 r. oraz z dnia 26 stycznia 2024 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW. Wyżej wskazane IRiESP i WDB wejdą w życie 14 czerwca 2024 r. i których to przyjęcie spowodowane jest w głównej mierze zmianami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r., poz. 819, ze zm.).

Przedmiotowa Karta aktualizacji wprowadza szeroki zakres zmian względem dotychczas obowiązującej IRiESD, w tym:

- dostosowanie IRiESD do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w szczególności w zakresie:

a) zasad przyłączenia do sieci,

b) zasad współpracy z OSD, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi („OSDn"),

c) zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego,

d) wprowadzenia postanowień odnoszących się do świadczenia usług bilansujących,

e) wymagań technicznych określonych dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,

f) parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców,

g) dopuszczalnych zakłóceń, które mogą wprowadzać moduły wytwarzania energii przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;

- dostosowanie zapisów odnoszących się do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wynikających z postanowień IRiESP, m.in. poprzez usunięcie trybu ograniczenia poziomu napięć oraz aktualizację zapisów dotyczących trybu awaryjnego i trybu automatycznego;

- uwzględnienie zapisów IRiESP dotyczących redysponowania nierynkowego w odniesieniu do jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD (sieci Energa-Operator i sieci OSDn);

- dostosowanie IRiESD do WDB w szczególności w zakresie zmiany podstawowego okresu funkcjonującego na Rynku Bilansującym z 1-godziny na 15-minut a także uwzględnienia nowej struktury Rynku Bilansującego;

- zmianę IRiESD w zakresie zasad konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych;

- dodania ogólnych zasad współpracy dotyczących usług bilansujących świadczonych przez Dostawcę Usług Bilansujących (DUB) zgodnie z wymaganiami określonymi w WDB;

- aktualizację postanowień IRiESD w zakresie wprowadzonej w IRiESP do katalogu usług systemowych, usługi w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej (usługa IRP), która jest świadczona w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez

odbiorców, zapewniającej PSE S.A. dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii elektrycznej.

Karta aktualizacji IRiESD w kształcie przedstawionym do zatwierdzenia Prezesowi URE nie budziła większych wątpliwości merytorycznych, jednakże zawierała kilka błędów oraz niekonsekwencji, które znalazły odzwierciedlenie w wezwaniu z dnia 10 maja 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.10.2024.ŁW.

Pismem z dnia 17 maja 2024 r., znak: EOP/PK/1/2024/05/031684 Energa-Operator przekazała poprawioną Kartę aktualizacji IRiESD, w której wypełniła wszystkie wymogi wskazane w wezwaniu.

Prezes URE po ponownej analizie zmienionej Karty aktualizacji IRiESD uznał, iż w przedłożonym kształcie spełnia ona przesłanki do zatwierdzenia.

Zgodnie z art. 155 KPA decyzja ostateczna, na mocy której strona nabyła prawo, może być w każdym czasie za zgodą strony uchylona lub zmieniona przez organ administracji publicznej, który ją wydał, jeżeli przepisy szczególne nie sprzeciwiają się uchyleniu lub zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony.

Wobec okoliczności ustalonych przez Prezesa URE w przedmiotowej sprawie, mając na względzie, że za zmianą decyzji przemawia interes społeczny jak i słuszny interes strony, oraz że brak jest przepisów szczególnych sprzeciwiających się zmianie decyzji, należy uznać, że zachodzi podstawa do przychylenia się do wniosku Energa-Operator, to jest do zmiany decyzji Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-59(6)/2013/MKo1, z późniejszymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji IRiESD. Wobec tego postanowiono jak w sentencji.

Jednocześnie uwzględniając wniosek Energa-Operator określono datę wejścia w życie postanowień określonych w Karcie aktualizacji IRiESD na 14 czerwca 2024 r. Należy dodać, że termin wejścia w życie nowych WDB, IRiESP oraz zmian IRiESD w dniu 14 czerwca 2024 r. łączy się z terminem wejścia w życie II etapu reformy rynku bilansującego w Polsce, stąd istnieje potrzeba, aby przedmiotowe zmiany weszły w życie tym samym terminie.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem tutejszego organu, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 PE oraz art. 479^{46} pkt 1 i art. 479^{47} § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego, Dz.U. z 2023 r. poz. 1550 ze zm., dalej jako: „KPC").
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanym dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu

sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479^{49} KPC).

3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych – Dz. U. z 2023 r. poz. 1144, ze zm.). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i nast. ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i następnych ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do art. 117 KPC.
5. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 KPA). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 KPA).
6. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 KPA).

Załącznik nr 1:

Karta aktualizacji nr 2/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Rafał Gawin
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Na podstawie art. 4 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz.U. z 2023 r. poz. 2111 ze zm.) w zw. z cz. I pkt 53 ppkt 1 załącznika do tej ustawy niniejsza decyzja jest zwolniona z opłaty skarbowej.

Otrzymują:
1. Energa-Operator S.A.
   ul. Marynarki Polskiej 130
   80-557 Gdańsk
2. *ad acta*

KARTA AKTUALIZACJI

Karta aktualizacji nr **2/2024** Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Zakres zmian IRiESD:

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
1.	I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmianie ulegają punkty: I.1.5. ppkt 1), I.1.7. ppkt 4), I.2.1., I.3.1., I.3.2., I.3.4., I.3.6., I.3.10., I.4.4. W punkcie I.1.8.wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie" W punktach I.1.5. ppkt 1), I.3.5. wyrazy „urządzeń wytwórczych" zastępuje się wyrazami „jednostek wytwórczych"
2.	II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENERGA-OPERATOR SA	Zmianie ulegają punkty: II.1.2. ppkt 4) i 6), II.1.3. ppkt 1), II.1.4., II.1.7., II.1.8., II.1.9., II.1.15.,II.1.16., II.1.17., II.1.44. ppkt 5), II.4.5.1.4., II.4.5.1.10., II..4.5.1.11., II.4.5.1.14., II.4.5.1.16., II.4.5.2.2.2., II.4.5.2.2.3., II.4.5.2.2.4., II.4.5.2.4.2., II.4.5.2.5.1., II.4.5.2.6.1., II.4.5.3.2., II.4.5.4.2.1., II.4.5.4.2.2., II.4.5.4.2.3., II.4.5.4.4.1., II.4.6.8., II.4.7.1.19. - II.4.7.1.32., W punktach II.4.7.1.15., II.4.7.1.16., II.4.7.1.17. wyrazy „układ pomiarowy" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy" W punktach II.1.3., II.4. wyrazy „urządzeń wytwórczych" zastępuje się wyrazami „jednostek wytwórczych" Dodaje się punkt II.4.9.
3.	IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmianie ulegają punkty: IV.1., IV.1.2., IV.1.5. (IV.1.3.), IV.1.6. (IV.1.4.), IV.1.9. (IV.1.7.), IV.3.1.2., IV.3.2.3., IV.3.4.1.1., IV.3.4.1.7., IV.3.4.1.8., IV.3.4.2.5., IV.3.5.2., Usuwa się: - punkty IV.1.3. oraz IV.1.4. i odpowiednio zmienia numerację kolejnych punktów od IV.1.5. do IV.1.10. - IV.3.1.3. lit. e) - IV.3.6. Dodaje się punkty: IV.3.2.25., IV.3.5.19., IV.3.5.20., IV.4., IV.5.,

4.	V. WSPÓŁPRACA ENERGA-OPERATOR SA Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	Zmianie ulegają punkty: V.1., V.3., V.4.
5.	VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENERGA-OPERATOR SA	Zmianie ulegają punkty: VI.1.1. lit. b),d) i h), VI.2.5. lit. b), VI.3.1., VI.3.2., VI.3.7., VI.3.8., VI.5.3. lit. l), VI.7.7., W punktach VI.3.3., VI.3.5., VI.3.9. wyrażenia „jednostka wytwórcza" użytym w odpowiedniej liczbie i przypadku, zastępuje się wyrażeniem „jednostka wytwórcza i magazyn energii elektrycznej" Usuwa się punkt VI.3.9., VI.7.8., VI.8., VI.9., VI.10. W punkcie VI.1.1. dodaje się lit. j)
6.	VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	Zmianie ulegają punkty: VIII.1., VIII.2., VIII.4. Dodaje się punkt VIII.3.3.

7.	A.POSTANOWIENIA WSTĘPNE	<u>Zmianie ulegają punkty</u>: A.1.1., A.1.3., A.1.4., A.1.5., A.2.1. lit. n), A.2.2., A.2.3., A.3.1., A.3.3., A.3.4., A.3.5., A.3.6., A.3.8. ppkt 5), A.4.3.8. lit. j) i k), A.5.2., A.5.3. lit. b), A.5.19. lit. d), A.5.20., A.6.1. lit. b), A.6.5., A.6.8., A.6.12., A.9.2., A.10. W punktach A.3.13., A.3.14., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10. skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z". W punkcie A.3.8. wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie" <u>Dodaje się</u>: - w punkcie A.4.3.3. lit. f) - punkt A.4.3.12. - punkt A.6.13. - rozdział A.11. Usuwa się punkt A.5.11.
8.	B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	W punkcie B.9. skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z".
9.	C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	<u>Zmianie ulegają punkty</u>: C.1.1., C.1.10., C.1.11., C.2. W punktach C.1.2., C.1.10., C.1.14. skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z".
10.	D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	<u>Zmianie ulegają punkty</u>: D.3.4. lit. g) W punkcie D.1.6. skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z".
11.	E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	<u>Zmianie ulegają punkty</u>: E.1.,E.2., E.3., E.4., E.5., E.6., E.7., E.8., E.9., E.10.

12.	F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	W punkcie F.1.6., wyrazy „układ pomiarowy" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy". W punkcie F.2.4. skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z".
13.	G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	Dodaje się punkt G.4.
14.	H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE i OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	Zmianie ulegają punkty: H.4., H.5. ppkt 5)
15.	I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	W punkcie I.4. dodaje się lit. d)
16.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt „i. *OZNACZENIA SKRÓTÓW*"	Usuwa się oznaczenia następujących skrótów: „FPP", „$_F$MDD", „$_P$MDD", „URB_{BIL}", „URB_{GE}", „URB_{PO}", „URB_O", „URB_W", „MB_{AFW}", „MB_{APV}" Dodaje się oznaczenia następujących skrótów: „DUB", „FRP", „JB", „JB_{OS}", „JG", „$_{AFD}$MB", „$_{FD}$MB", „$_{FZ}$MB", „MB_{AH}", „MB_{AI}", „MB_{AZ}", „MB_O", „MB_{OSD}", „MB_W", „OP", „OREB", „ORN", „POB_{OSD}", „POB_Z", „POB_{ZSU}" Zmienia się oznaczenia następujących skrótów: „$_F$MB", „$_W$MB", „MB_{AM}", „MB_{AO}", „MB_{AW}", „P_{lt}", „P_{st}", „POB", „SCO", „THD"

17.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt „ii. *POJĘCIA I DEFINICJE*”	<u>Usuwa się następujące definicje</u>: „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „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”, „Układ pomiarowo-kontrolny” <u>Zmienia się następujące definicje</u>: „Bilansowanie systemu”, „Farma fotowoltaiczna”, „Farma wiatrowa”, „Grupy przyłączeniowe”, „Jednostka grafikowa”, „Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana”, „Miejsce dostarczania Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)”, „Moc przyłączeniowa”, „Moc umowna”, „Niezbilansowanie”, „Ograniczenia sieciowe”, „Operator pomiarów”, „Przyłącze”, „Rynek bilansujący”, „Usługi systemowe”, „Wytwórca”, „Zasilenie inicjalne” <u>Dodaje się następujące definicje</u>: „Awaria techniczna”, „Bilansowanie handlowe”, „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”, „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp”, „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów”, „Przerwa planowana”, „Przerwa nieplanowana”, „Rzeczywiste

		miejsce dostarczania energii elektrycznej", „Stan odbudowy systemu", „Stan zagrożenia", „Stan zaniku zasilania", „Sterowany odbiór", „Umowa dystrybucji", „Umowa przesyłowa", „Usługa IRP", „Usługi bilansujące", „Zakład wytwarzania energii", „Zasób"
18.	Załącznik nr 1	Zmianie ulegają punkty: 11.1.4., usuwa się punkt 11.2.2., a istniejący punkt 11.2.3. otrzymuje numer 11.2.2.
19.	Załącznik nr 6	skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z". Wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie"

2. Nowe brzmienie punktów IRiESD:

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

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

2) W punktach I.1.8., II.1.44., A.3.8., w definicji „reprezentant prosumentów" oraz w Załączniku nr 6, wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie".

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

4) Punkt I.2.1. otrzymuje brzmienie:

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

5) Punkt I.3.1. otrzymuje brzmienie:

„I.3.1. ENERGA-OPERATOR SA świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 9),
2) Taryfie ENERGA-OPERATOR SA,
3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
4) IRiESD,
5) TCM,
6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

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

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

6) Punkt I.3.2. otrzymuje brzmienie:

„I.3.2. ENERGA-OPERATOR SA świadcząc usługę dystrybucji:

1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe,
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 ENERGA-OPERATOR SA, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
8) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,
9) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD."

7) Punkt I.3.4. otrzymuje brzmienie:

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

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

8) Punkt I.3.6. otrzymuje brzmienie:

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

9) Punkt I.3.10. otrzymuje brzmienie:

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

10) Punkt I.4.4. otrzymuje brzmienie:

„I.4.4. ENERGA-OPERATOR SA stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA,
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 ENERGA-OPERATOR SA,
7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie ENERGA-OPERATOR SA
9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie ENERGA-OPERATOR SA za

niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

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

ENERGA-OPERATOR SA rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą, na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H."

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

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

4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,"

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

12) Punkt II.1.4. otrzymuje brzmienie:

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

wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d[1] Ustawy."

13) Punkt II.1.7. otrzymuje brzmienie:

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

1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,

2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,

3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):

   a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
   b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
   c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 960, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,

5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,

6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim -

wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie."

14) Punkt II.1.8. otrzymuje brzmienie:

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

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

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie."

15) Punkt II.1.9. otrzymuje brzmienie:

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

1) miejsce przyłączenia,
2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
3) miejsce rozgraniczenia własności sieci ENERGA-OPERATOR SA 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 trwań,
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 ENERGA-OPERATOR SA i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane - w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,
19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne."

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

„II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA 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:

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

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

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

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

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez ENERGA-OPERATOR SA do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

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

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

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

17) Punkt II.4.5.1.4. otrzymuje brzmienie:

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

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

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

19) Punkt II.4.5.1.11. otrzymuje brzmienie:

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

20) Punkt II.4.5.1.14. otrzymuje brzmienie:

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

21) Punkt II.4.5.1.16. otrzymuje brzmienie:

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

22) Punkty II.4.5.2.2.2., II.4.5.2.2.3. i II.4.5.2.2.4. otrzymują 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 ENERGA-OPERATOR SA może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki."

23) Punkt II.4.5.2.4.2. otrzymuje 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."

24) Punkt II.4.5.2.5.1. otrzymuje 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."

25) Punkt II.4.5.2.6.1. otrzymuje 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."

26) Punkt II.4.5.3.2. otrzymuje brzmienie:

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

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),

2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,

3) zabezpieczenia przeciążeniowe,

4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

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

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

1) od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),

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 ENERGA-OPERATOR SA 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: zwarciowe 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, ENERGA-OPERATOR SA 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: zwarciowe 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, ENERGA-OPERATOR SA 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."

28) Punkt II.4.5.4.4.1. otrzymuje brzmienie:

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

1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,

2) nadprądowe bezzwłoczne,

3) od skutków zwarć wewnętrznych,

4) nadnapięciowe."

29) Punkt II.4.6.8. otrzymuje brzmienie:

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

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

2) 8 godz. - dla pozostałych obiektów."

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

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

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

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

II.4.7.1.21. Odbiorca lub ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA.

II.4.7.1.22. ENERGA-OPERATOR SA przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż ENERGA-OPERATOR SA, to podmiot ten ma obowiązek przekazać ENERGA-OPERATOR SA 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. ENERGA-OPERATOR SA przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25. Jeżeli ENERGA-OPERATOR SA nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. ENERGA-OPERATOR SA 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, ENERGA-OPERATOR SA zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

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

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

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

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

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO."

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

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

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. ENERGA-OPERATOR SA określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej."

33) Punkt IV.1. otrzymuje brzmienie:

„IV.1. ***BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ"***

34) Punkt IV.1.2. otrzymuje brzmienie:

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

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

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

35) Usuwa się punkty IV.1.3. oraz IV.1.4. i odpowiednio zmienia numerację kolejnych punktów od IV.1.5. do IV.1.10.

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

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

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

„IV.1.4. ENERGA-OPERATOR SA wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej."

38) Dotychczasowy punkt IV.1.9. otrzymuje numer IV.1.7. oraz otrzymuje 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, ENERGA-OPERATOR SA udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia."

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

„W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA 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."

40) W punkcie IV.3.1.3. usuwa się lit. e)

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

„OSP we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1."

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

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

43) Punkt IV.3.4.1.1. otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

45) Punkt IV.3.4.1.8. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.4.1.8. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez ENERGA-OPERATOR SA,
2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.”

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

47) Punkt IV.3.5.2. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.5.2. Układ SCO instaluje odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA,
2) OSDn informuje ENERGA-OPERATOR SA - w przypadku gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią ENERGA-OPERATOR SA,
3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci ENERGA-OPERATOR SA - w przypadku gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią ENERGA-OPERATOR SA.

ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA i tego odbiorcę planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.”

48) Dodaje się punkty IV.3.5.19. IV.3.5.20. w brzmieniu:

„IV.3.5.19. ENERGA-OPERATOR SA 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.

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

49) Usuwa się punkt IV.3.6.

50) Dodaje się punkt IV.4. w brzmieniu:

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

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

1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,
2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,
3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,
4) przygotowuje we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
5) raportuje ENERGA-OPERATOR SA 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 wchodzą moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA współpracuje z ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA:

1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA,
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 ENERGA-OPERATOR SA,
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 punkt IV.5. w 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-

OPERATOR SA, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA lub OSDn przyłączonego do sieci ENERGA-OPERATOR SA.

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, ENERGA-OPERATOR SA może wydać:

1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, lub
2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii."

52) Punkt V.1. otrzymują brzmienie:

„V.1. ENERGA-OPERATOR SA współpracuje z następującymi podmiotami:

a) OSP,
b) OSD,
c) sprzedawcami,
d) POB_Z,
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) Punkty V.3. i V.4. otrzymują brzmienie:

„V.3. OSDn realizuje określone w Ustawie, 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 ENERGA-OPERATOR SA z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy ENERGA-OPERATOR SA a OSDn, przy czym:

a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez tego OSDn za pośrednictwem ENERGA-OPERATOR SA lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA i danego OSDp,

b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA, 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) W punkcie VI.1.1.:

a) litery b), d) oraz h) otrzymują brzmienie:

„b) nadzoruje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, innych niż JWCD oraz JWCK, a także magazynów energii elektrycznej, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,"

„d) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne obejmujące:
- zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduły wytwarzania energii oraz magazyny energii elektrycznej
- załączanie dławików i kondensatorów,
- załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),
- zmianę zaczepów transformatorów,
- zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,"

„h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD,"

b) dodaje się literę j) w brzmieniu:

„j) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni."

55) W punkcie VI.2.5. lit. b) otrzymuje brzmienie:

„b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, innych niż JWCD oraz magazynów energii elektrycznej,"

56) Zmienia się punkt VI.3.:

a) punkty VI.3.1., VI.3.2., VI.3.7. i VI.3.8. otrzymują brzmienie**:**

„VI.3.1. ENERGA-OPERATOR SA sporządza koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.2. ENERGA-OPERATOR SA w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, zgodnie z postanowieniami TCM."

„VI.3.7. Przekazanie planów przez posiadaczy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej do ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.",

b) usuwa się punkt VI.3.9. i zmienia się numerację kolejnego punktu VI.3.10., który otrzymuje numer VI.3.9.,

c) w punktach VI.3.3., VI.3.5., VI.3.9. zastąpuje się wyrażenie „jednostka wytwórcza" użytym w odpowiedniej liczbie i przypadku, wyrażeniem „jednostka wytwórcza i magazyn energii elektrycznej".

57) W punkcie VI.5.3. lit. l) otrzymuje brzmienie:

„l) wykaz jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej."

58) Punkt VI.7.7. otrzymuje brzmienie:

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

59) Usuwa się punkt VI.7.8.

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

61) Punkt VIII.1. otrzymuje brzmienie:

„*VIII.1.* *PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ*

VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej 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 ± 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 odchyleń ± 10% napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) 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 dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. ENERGA-OPERATOR SA zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

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

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

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

1) 50 Hz ± 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 odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) 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	$0{,}5 + \frac{25}{h}$				

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

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

VIII.1.2.7. ENERGA-OPERATOR SA zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

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

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

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

62) Punkt VIII.2. otrzymuje brzmienie:

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

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:
1) planowane,
2) nieplanowane.

VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na przerwy:
1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s,
2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,
4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,
5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

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

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych 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 dystrybucji albo umowa kompleksowa,
2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w 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. ENERGA-OPERATOR SA, 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."

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

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

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% ≤ RVC < 1,5%	100/godz.
2	1,5% ≤ RVC < 3,0%	10/godz.
3	3,0% ≤ RVC	0

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

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(P_{st})	(P_{lt})
1	≥ 220 kV	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności 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.

64) Punkt VIII.4. otrzymuje brzmienie:

„VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,
2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,

4) powiadamianie odbiorców z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
   b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej taryfy,
8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie ENERGA-OPERATOR SA,
10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie ENERGA-OPERATOR SA za

niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

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

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.4.7.1."

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

66) Punkty A.1.3. - A.1.5. otrzymują brzmienie:

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

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

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

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

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

„n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,"

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

„A.2.2. Obszar sieci, dla którego ENERGA-OPERATOR SA wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, 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) ENERGA-OPERATOR SA,

b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA,

c) „sąsiednich OSDn" tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA,

d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA,

e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z ENERGA-OPERATOR SA,

f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z ENERGA-OPERATOR SA,

g) sprzedawców pełniących na obszarze ENERGA-OPERATOR SA funkcję sprzedawcy rezerwowego,

h) POB_Z działających na obszarze ENERGA-OPERATOR SA,

i) DUB działających na obszarze ENERGA-OPERATOR SA,

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 ENERGA-OPERATOR SA."

69) Punkty A.3.1. oraz A.3.3. - A.3.6. otrzymują brzmienie:

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

1) POB_Z,

2) DUB.

URB może być jednocześnie POB_Z i DUB.

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

„A.3.3. ENERGA-OPERATOR SA uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których ENERGA-OPERATOR SA 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 ($_F$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB ($_W$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_F$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), 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:

- MB_O, MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA oraz sąsiednich OSDp,
- $_{AFD}$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}, 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 ENERGA-OPERATOR SA,

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.”

70) W punkcie A.3.8. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:

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

71) W punktach A.3.13., A.3.14., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10., B.9., C.1.2., C.1.10., C.1.14., D.1.6., D.3.4., F.2.4. oraz w Załączniku nr 6 skrót „POB” zastępuje się skrótem „POB_Z”.

72) W punkcie A.4.3.3. dodaje się lit. f) w brzmieniu:

„f) wskazanie DUB - dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.”

73) W punkcie A.4.3.8. lit. j) oraz k) otrzymują brzmienie:

„j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP,

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

74) Dodaje się punkt A.4.3.12. w brzmieniu:

„A.4.3.12. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci ENERGA-OPERATOR SA, musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z ENERGA-OPERATOR SA.

Umowa dystrybucji zawierana przez ENERGA-OPERATOR SA z DUB powinna zawierać w szczególności 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 przyłączonych do sieci OSDn."

75) Punkt A.5.2. otrzymuje brzmienie:

„A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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."

76) W punkcie A.5.3. litera b) otrzymuje brzmienie:

„b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie GUD lub GUD-K oraz umów dystrybucji,"

77) Usuwa się punkt A.5.11.

78) W punkcie A.5.19. lit. d) otrzymuje brzmienie:

„d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, ENERGA-OPERATOR SA nie nadaje odrębnego kodu PPE,"

79) Punkt A.5.20. otrzymuje brzmienie:

„A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

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

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

„b) usług IRP,"
„d) rozliczeń usług bilansujących,"

81) Punkt A.6.5. otrzymuje brzmienie:

„A.6.5. W celu umożliwienia ENERGA-OPERATOR SA przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP lub usług bilansujących, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP, zgodnie z IRiESP,

e) przekazywania ENERGA-OPERATOR SA skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

f) niezwłocznego informowania ENERGA-OPERATOR SA o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.”

82) Punkt A.6.8. otrzymuje brzmienie:

„A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie ENERGA-OPERATOR SA oraz udostępnianie OSP przez ENERGA-OPERATOR SA tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.”

83) Punkt A.6.12. otrzymuje brzmienie:

„A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENERGA-OPERATOR SA na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.5.”

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

„A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych ENERGA-OPERATOR SA na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.”

85) W punkcie A.9.2. wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Wymiana pomiędzy ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA, służy system informatyczny OSP składający się z:"

86) Rozdział A.10. otrzymuje 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.

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

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

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. Postanowienia ogólne

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

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

1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci,

2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:

   a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp 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 ENERGA-OPERATOR SA oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE - dotyczy ORed przyłączonych do sieci ENERGA-OPERATOR SA,

c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie ENERGA-OPERATOR SA w trybie dobowym poprzez system wskazany przez ENERGA-OPERATOR SA 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) ENERGA-OPERATOR SA - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA,

   ENERGA-OPERATOR SA wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.

2) ENERGA-OPERATOR SA we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA,

   ENERGA-OPERATOR SA wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA.

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn ENERGA-OPERATOR SA., 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 ENERGA-OPERATOR SA również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla ENERGA-OPERATOR SA 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,

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:

a) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

b) 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. ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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) ENERGA-OPERATOR SA - jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA,

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 ENERGA-OPERATOR SA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA),

   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do ENERGA-OPERATOR SA i ENERGA-OPERATOR SA 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, ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA lub upoważniony przez niego podmiot, składa do ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENERGA-OPERATOR SA.

Na każde żądanie ENERGA-OPERATOR SA, odbiorca w ORed dostarczy ENERGA-OPERATOR SA w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej ENERGA-OPERATOR SA.

Na każde żądanie ENERGA-OPERATOR SA, OSDn dostarczy do ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA (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 ENERGA-OPERATOR SA i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),

5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,

6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,

7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),

8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.2.3. i A.10.2.3.4., ENERGA-OPERATOR SA albo ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:

   a) ENERGA-OPERATOR SA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA),

   b) OSDn do ENERGA-OPERATOR SA i ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.
Na każde żądanie ENERGA-OPERATOR SA, OSDn dostarczy ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA albo ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA albo ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

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

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 ENERGA-OPERATOR SA od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

ENERGA-OPERATOR SA 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, ENERGA-OPERATOR SA przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.10.3.8. i A.10.3.9.

ENERGA-OPERATOR SA 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, ENERGA-OPERATOR SAprzesyła 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 ENERGA-OPERATOR SA.

A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną ENERGA-OPERATOR SA, zobowiązany jest do przekazywania ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA,

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 ENERGA-OPERATOR SA dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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. ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA 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*, ENERGA-OPERATOR SA dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, ENERGA-OPERATOR SA przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ENERGA-OPERATOR SA 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.”

87) Dodaje się rozdział A.11. w brzmieniu:

„A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

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

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

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

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

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $_{FZ}$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 $_{AFD}$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. ENERGA-OPERATOR SA :

1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA,
3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, 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.
ENERGA-OPERATOR SA uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

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

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

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

1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,

2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,

3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:

   a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,

   b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,

4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,

5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

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

ENERGA-OPERATOR SA może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. ENERGA-OPERATOR SA przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła ENERGA-OPERATOR SA 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. ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią ENERGA-OPERATOR SA, zobowiązany jest do przekazywania ENERGA-OPERATOR SA danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

OSDn przekazuje ENERGA-OPERATOR SA dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez ENERGA-OPERATOR SA 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.”

88) Punkt C.1.1. otrzymuje brzmienie:

„C.1.1. ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA. jako POB_{OSD}. ENERGA-OPERATOR SA może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.”

89) Punkt C.1.10. otrzymuje brzmienie:

„C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, ENERGA-OPERATOR SA wyznacza i udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:

1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
2) POB_Z jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_W i URD_{ME},
3) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom."

90) W punkcie C.1.11.:

a) w lit. a) drugi bulet otrzymuje brzmienie:
" • za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez ENERGA-OPERATOR SA, zgodnie z pkt. C.1.3. lit.a),"

b) w lit. b) drugi bulet otrzymuje brzmienie:
" • dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a ENERGA-OPERATOR SA"

91) Punkt C.2. otrzymuje brzmienie:

„C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB_{ZSU} (METODA ROCZNA)

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} ENERGA-OPERATOR SA,
2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze ENERGA-OPERATOR SA, 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} ENERGA-OPERATOR SA odbywa się według następującego algorytmu:

1) ENERGA-OPERATOR SA dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 12 miesięcy kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczna z wartości dobowo-godzinowych pozyskanych lub wyliczonych z układów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem
   a) salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSDp (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci ENERGA-OPERATOR SA (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/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci.

2) na podstawie określonej w powyższym pkt 1) bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze ENERGA-OPERATOR SA, wyznaczana jest względna krzywa zapotrzebowania obszaru ENERGA-OPERATOR SA, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENERGA-OPERATOR SA.

3) wyznaczony przez ENERGA-OPERATOR SA planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JB_{OS} ENERGA-OPERATOR SA, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej ENERGA-OPERATOR SA (wyznaczoną zgodnie z powyższym pkt 2) na poszczególne godziny tego okresu.

4) wyznaczenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} ENERGA-OPERATOR SA, jest sumą planowanego wolumenu JB_{OS} wynikającego ze strat jałowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA oraz planowanego wolumenu JB_{OS} wynikającego ze strat obciążeniowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA, zgodnie z poniższym:

Krzywa wartości godzinowych różnicy bilansowej jest sumą godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanej jako straty jałowe i godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanych jako straty obciążeniowe.

$$E_{JBOSp}^{EOP} = \sum E_{hSTRjp}^{EOP} + \sum E_{hSTRop}^{EOP}$$

gdzie:

E_{JBOSp}^{EOP} - planowany wolumen JB_{OS}

E_{hSTRjp}^{EOP} - planowany wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych - godzinowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA

E_{hSTRop}^{EOP} - planowany wolumen JB_{OS} wynikający ze strat obciążeniowych - godzinowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA

a) straty jałowe - to 21 % całego przyjętego wolumenu strat rozłożonych na wartości godzinowe. Wartość w godzinie strat jałowych wyznacza się z dokładnością do 1 MWh i jest to wartość stała w całym roku kalendarzowym.

$$E_{hSTRjp}^{EOP} = \left(jW \times E_{JBOSp}^{EOP}\right)/h$$

gdzie:

E_{hSTRjp}^{EOP} - planowany wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA

E_{JBOSp}^{EOP} -planowany wolumen JB_{OS}

jW - współczynnik procentowy, który wynosi 21%

h – godzina

b) straty obciążeniowe – jest to różnica pomiędzy planowanym wolumenem JB_{OS} a planowanym wolumenem energii wynikającym ze strat jałowych ENERGA-OPERATOR SA, przy czym sposób wyznaczenia wartości różnicy bilansowej

definiowanych jako straty obciążeniowe odbywa się zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_{hSTRop}^{EOP} = \frac{(E_{hZAPw}^{EOP})^2}{\sum_{h=1}^{h}(E_{hZAPw}^{EOP})^2} \times (E_{JBOSp}^{EOP} - E_{STRjp}^{EOP})$$

gdzie:

E_{hSTRop}^{EOP} – planowany godzinowy wolumen JB_{OS} wynikający ze strat obciążeniowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA

E_{hZAPw}^{EOP} – godzinowy wolumen zapotrzebowania obszaru ENERGA-OPERATOR SA wykonany w ostatnich 12 miesiącach

E_{JBOSp}^{EOP} – planowany wolumen JB_{OS}

E_{STRjp}^{EOP} – planowany wolumen JB_{OS} wynikający ze strat jałowych w sieci ENERGA-OPERATOR SA

Ustala się że:

a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej ENERGA-OPERATOR SA jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,

b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustalaną przez ENERGA-OPERATOR SA przed rozpoczęciem tego okresu.

5) ENERGA-OPERATOR SA do końca października, 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 ENERGA-OPERATOR SA, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa ENERGA-OPERATOR SA 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} ENERGA-OPERATOR SA, 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. według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru ENERGA-OPERATOR SA, 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:

$$E_{POB_ZSU} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSD}^{+/-} + E_{URB_OK}^{+/-} + E_{URD_W}^{+/-} - E_{URD_P}^{-/+} - E_{RB_OSD} - E_{URD_P}$$

gdzie:

$E_{OSP}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci ENERGA-OPERATOR SA z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,

$E_{WYT}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,

$E_{OSD}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
$E_{URB_OK}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez URB typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na RB,
$E_{URD_W}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez URD_W oraz URD_{ME}, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru RB, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego,
$E_{URD_P}^{-/+}$	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez URD, dla których POB_{ZSU} nie prowadzi bilansowania handlowego;
E_{RB_OSD}	ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej ENERGA-OPERATOR SA, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7 za zakończony rok kalendarzowy;
E_{URD_P}	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci ENERGA-OPERATOR SA przez URD dla których POB_{ZSU} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe.

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} ENERGA-OPERATOR SA na RB, zgodnie z zapisami WDB, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA.

C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:

1) ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA, 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: *m*+2, *m+4, m+8* oraz *m+15*, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} i JB_{OS} ENERGA-OPERATOR SA wyznaczone w miesiącu *m* dla miesiąca *m+15* uznawane są za ostateczne."

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

„g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,"

93) Punkty E.1. – E.10. otrzymują brzmienie:

„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 ENERGA-OPERATOR SA,
2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA,
3) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA.

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

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

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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

E.4. Z dniem zmiany POB_Z, ENERGA-OPERATOR SA 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 tą 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_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

E.5. Jeżeli ENERGA-OPERATOR SA otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. przed datą nadania i uaktywnienia na RB, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB_Z w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, 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 ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA, a ENERGA-OPERATOR SA ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez ENERGA-OPERATOR SA odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie dystrybucji zawartej pomiędzy ENERGA-OPERATOR SA a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. ENERGA-OPERATOR SA 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 skutecznego poinformowania ENERGA-OPERATOR SA oraz wyżej wymienionego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.

E.10. Powiadomienie ENERGA-OPERATOR SA o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB_Z a sprzedawcą albo pomiędzy POB_Z a URD_W albo między POB_Z a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB_Z będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez ENERGA-OPERATOR SA, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB_Z zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. – E.4."

94) Dodaje się punkt G.4. w brzmieniu:

„G.4. Profile z Załącznika nr 5 IRiESD, w przypadku gdy okres niezbilansowania na RB jest krótszy niż jedna godzina wyznaczane są w oparciu o dane profilowe z LZO, ze zgodnym lub krótszym ziarnem pozyskiwania danych profilowych jak okres rozliczania niezbilansowania na RB. ENERGA-OPERATOR SA dodatkowo publikuje składowe profilu godzinowego zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania na dedykowanym Portalu Dostępowym Kontrahenta (PDK)."

95) Punkt H.4. otrzymuje brzmienie:

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

1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,

2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,

3) powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:

   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,

4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
   b) rocznym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) 3-letnim wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,

5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez ENERGA-OPERATOR SA 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 ENERGA-OPERATOR SA,

8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z ENERGA-OPERATOR SA,

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

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

„5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do ENERGA-OPERATOR SA przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. ENERGA-OPERATOR SA dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. ENERGA-OPERATOR SA 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 albo ustalonymi

w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w Taryfie ENERGA-OPERATOR SA,"

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

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

98) W IRiESD W SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w „ i. *OZNACZENIA SKRÓTÓW*":

a) Usuwa się oznaczenia następujących skrótów:

„FPP", „$_F$MDD", „$_P$MDD", „URB_{BIL}", „URB_{GE}", „URB_{PO}", „URB_O", „URB_W", „MB_{AFW}", „MB_{APV}"

b) Dodaje się oznaczenia następujących skrótów:

DUB	Dostawca usług bilansujących
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JB_{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
$_{AFD}$MB	$_F$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{FD}$MB	$_F$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{FZ}$MB	$_F$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
MB_{AH}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB_{AI}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AZ}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_O	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_O, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi

obszarami sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA 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

OP Operator pomiarów

OREB Okres rozliczania energii bilansującej

ORN Okres rozliczania niezbilansowania

POB_{OSD} POB będący OSDp

POB_Z POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów

POB_{ZSU} POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD

c) Zmienia się oznaczenia następujących skrótów:

$_F$MB Fizyczne MB

$_W$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 cieplne

P_{lt} 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 – sekwencję wartości P_{st}

P_{st} Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min

POB Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie

SCO Samoczynne częstotliwościowe odłączanie

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,
u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,
h – rząd wyższej harmonicznej.

99) W IRiESD – w SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w „ii. *POJĘCIACH I DEFINICJACH*":

a) usuwa się następujące definicje:

„Awaria sieciowa", „Awaria w systemie", „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", „Układ pomiarowo-kontrolny"

b) zmienia się następujące definicje:

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

Farma fotowoltaiczna Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

Farma wiatrowa Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

Grupy przyłączeniowe Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

i. grupa przyłączeniowa I - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

ii. grupa przyłączeniowa II - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

iii. 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,

iv. 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,

v. 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,

vi. 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 grafikowa Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana Moduł wytwarzania energii:
a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony,

o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.

Miejsce dostarczania Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.

Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub 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 wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
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.

c) dodaje się następujące definicje:

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

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

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

100) W załączniku nr 1 do IRiESD „*Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej*”, w punkcie 11.1.4. usuwa się trzeci akapit.

101) W załączniku nr 1 do IRiESD „*Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej*” usuwa się punkt 11.2.2., a istniejący punkt 11.2.3. otrzymuje numer 11.2.2.