

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Data wejścia w życie:

1 styczeń 2014

Podpisy osób zatwierdzających instrukcję:

.....

.....

.....

Daty wejścia w życie aktualizacji:

.....

.....

.....

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania uchwałą Zarządu PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. Postanowienia instrukcji obowiązują z datą wpisaną na stronie tytułowej niniejszej Instrukcji.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 2</i>
zatwierdzono:	

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	6
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	6
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	13
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PCC EB	13
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	15
I.5.	REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	17
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB	19
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	19
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	33
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	35
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	38
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO PCC EB PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	61
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU	64
III.	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	65
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE	65
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	66
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	68
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	68
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	69
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	71
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	72
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	73
III.9.	OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA	73
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	73
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	74
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	75
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	75
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	77
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	77
IV.4.	WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI	91
IV.5.	REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE	92
V.	WSPÓŁPRACA PCC EB Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	95
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB	96
VI.1.	OBOWIAZKI PCC EB	96

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	97
VI.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	99
VI.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	100
VI.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	100
VI.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	101
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB	102
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	103
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	103
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	104
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	106
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	109
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYM	112
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	114
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	114
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	115
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO	117
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	121
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	126
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM	130
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ	131
A.8. (USUNIĘTY)	133
A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI.	133
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP I USŁUGI IZP	133
A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH	144
A.12. UWARUNKOWANIA ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH	148
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	151
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	156
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.	156
D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	163
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE	163
D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ	164
D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	168
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	170
F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	173

F.1.	OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA	173
F.2.	WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ	174
G.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	175
H.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	185
I.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI	191
	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	193
1.	OZNACZENIA SKRÓTÓW	195
2.	POJĘCIA I DEFINICJE	201
	ZAŁĄCZNIK NR 1	224
	SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	224
1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	225
2.	URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE	225
3.	ZABEZPIECZENIA	226
4.	KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ	227
5.	ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH	228
6.	CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE	229
7.	KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN I NN	231
8.	DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	231
9.	DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI	232
10.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB.	238
11.	DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH	239
	ZAŁĄCZNIK NR 2	241
	FORMULARZ POWIADOMIENIA OSDp PRZEZ SPRZEDAWCĘ O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY LUB UMOWIE KOMPLEKSOWEJ	241
	ZAŁĄCZNIK NR 3	243
	LISTA KODÓW KTÓRYMI PCC EB INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH	243
	ZAŁĄCZNIK NR 4	244
	ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI	244
	ZAŁĄCZNIK NR 5	267
	KARTY AKTUALIZACJI	267

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. (zwana dalej PCC EB) jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2. PCC EB jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadającego bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „**siecią dystrybucyjną PCC EB**”), zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „**Ustawą**” lub „**ustawą Prawo energetyczne**” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - b) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „**Ustawą OIRE**” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami),
 - c) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy,
 - d) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-89(8)/2012/9195/KF z dnia 26.04.2012r. z późniejszymi zmianami o wyznaczeniu PCC ENERGETYKA BLACHOWNIA Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, zwanego dalej „**PCC EB**”,
 - e) koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/101/9195/W/1/2/98/RG z dnia 16 lutego 1999 r. wraz z późn.zm.,
 - f) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „**OSP**”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „**IRiESP**”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
 - g) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane,
 - h) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „**Ustawą OZE**”,
 - i) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „**ustawą o rynku mocy**”,
 - j) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „**ustawą o elektromobilności**”,
 - k) Taryfy PCC EB,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 6
zatwierdzono:	

l) zawarte w:

- rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG,
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016) - NC DC,
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016) - NC HVDC,
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017) - SO GL,
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r.) - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.

W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstąpienia na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

- I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - PCC EB w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.
- I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych PCC EB przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci PCC EB, w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączania jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 7
zatwierdzono:	

- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
- 11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego PCC EB,
- 2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
- 4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej PCC EB,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 8
zatwierdzono:	

- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

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

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 9
zatwierdzono:	

- zapewniając efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
 - f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - (i) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PCC EB zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PCC EB,
 - (iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
- 11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

- z tym, że PCC EB – jako OSDn, realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem OSDp (którym jest Tauron Dystrybucja S.A.).

PCC EB ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 10
zatwierdzono:	

PCC EB nie ponosi odpowiedzialności za skutki zaniechania działań lub skutki działań innych operatorów systemów w tym OSDp.

15) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.

I.1.9. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, PCC EB jest odpowiedzialna w szczególności za:

- 1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
- 2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
- 3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
- 4) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
- 5) współpracę z OSDp w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
- 6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci PCC EB i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.10. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

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

I.1.11. PCC EB udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.12. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.1.13. W zależności od potrzeb, PCC EB przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.

I.1.14. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 11
zatwierdzono:	

- I.1.15. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.16. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.
- Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.
- I.1.17. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) PCC EB opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, PCC EB publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.18. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.19. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, PCC EB :
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - d) publikuje na swojej stronie internetowej IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie .
- I.1.20. IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, PCC EB publikuje na swojej stronie internetowej.
- I.1.21. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci PCC EB lub korzystający z usług świadczonych przez PCC EB, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i

wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.22. Odpowiedzialność PCC EB oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.8. IRiESD-Bilansowanie.

I.1.23. W przypadku gdyby zakres przedmiotowy IRiESD pokrywał się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, to:

1) w przypadku, gdyby wystąpiła rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, PCC EB niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowanie tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,

2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.1.24. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

I.2.2. PCC EB na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie PCC EB zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PCC EB

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 13
zatwierdzono:	

- I.3.1. PCC EB świadczy usługę dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji”) na warunkach określonych w:
- 1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt e),
 - 2) Taryfie PCC EB,
 - 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 energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
- a) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
 - b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. PCC EB świadcząc usługę dystrybucji:
- a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt. VIII.1. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
 - b) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
 - c) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - e) 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,
 - f) 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,
 - g) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci PCC EB, 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,

- h) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,
- i) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRIESD.

- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.
- I.3.4. PCC EB określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- 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.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PCC EB do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- I.3.9. Zapisy pkt 1.3.1. oraz 1.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.
- 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.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 15
zatwierdzono:	

- I.4.1. PCC EB świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku PCC EB opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- I.4.3. PCC EB stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PCC EB stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
 - d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci PCC EB ,
 - e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy PCC EB,
 - g) 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. h), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt. VIII i na warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PCC EB,
 - i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PCC EB za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt. VIII albo ustalonych umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
 - j) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt. e) lub i).

PCC EB 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.

- I.4.4. PCC EB 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.
- I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do PCC EB o:

- 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
- 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,
- 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

- I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. PCC EB:

- 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
- 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,
- 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

- I.4.7. PCC EB, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci PCC EB. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE

- I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). PCC EB publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 17
zatwierdzono:	

- I.5.1. PCC EB prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- 1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - 2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB.

Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).

- I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.
- I.5.3. PCC EB wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., poza PCC EB jest także inny operator systemu elektroenergetycznego, wpisu do rejestru dokonuje operator systemu dystrybucyjnego wskazany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

- I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci PCC EB, posiadacz tego magazynu przekazuje PCC EB informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.
- I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez PCC EB na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.
- I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia PCC EB o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. PCC EB aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej PCC EB następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez PCC EB albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.18.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PCC EB, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od PCC EB, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
- 2) złożenie przez podmiot u PCC EB, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PCC EB. 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 PCC EB kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD.
- 3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:
 - a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo
 - b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego

Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie TAURON Dystrybucja - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej.

- 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) wpłaceniu na rachunek bankowy, wskazany przez PCC EB, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego PCC EB. 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
- 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, PCC EB niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 6) jeżeli wniosek nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez PCC EB, PCC EB wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,
- 7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym PCC EB informuje wnioskodawcę,
- 8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez PCC EB, PCC EB w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 20
zatwierdzono:	

pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez PCC EB pozostawia się bez rozpatrzenia

- 9) PCC EB na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku, określając w szczególności datę jego złożenia,
- 10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez PCC EB wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:
 - a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub,
 - c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
 - e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,

PCC EB zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE

- 11) wydanie przez PCC EB warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,
- 12) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. PCC EB zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
- 15) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 21
zatwierdzono:	

- 16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PCC EB jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia PCC EB. Wniosek dostępny jest: na stronie internetowej www.zeblach.pl oraz w siedzibie PCC EB.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - 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.
 - w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
 - w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
 - 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 22
zatwierdzono:	

Ponadto do wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć także inne dokumenty jeżeli obowiązek ich przedstawienia PCC EB wynika z przepisów prawa.

- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny, określa PCC EB. W przypadku 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 za pośrednictwem OSDp.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

- II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3., 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 PCC EB i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 5) moc przyłączeniową,
- 6) rodzaj przyłącza,
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe, oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
 - b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał;
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 15) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 23
zatwierdzono:	

- 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, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane.
- 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 PCC EB i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III,
- 19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
- 20) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
- 21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postępującego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.
- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa PCC EB w warunkach przyłączenia do sieci.
- II.1.10. PCC EB wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
 - 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt. 4) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach PCC EB może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PCC EB do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Wnioskodawca może zwolnić PCC EB od obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej, wynikającego z wydanych temu wnioskodawcy warunków przyłączenia przed upływem terminu ich ważności składając oświadczenie tej treści do PCC EB w formie pisemnej lub elektronicznej. PCC EB niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyjęciu oświadczenia w formie pisemnej lub elektronicznej.

- II.1.12. Wraz z określonymi przez PCC EB warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci PCC EB, na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego w szczególności OSDp, PCC EB występuje do tego OSD z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD lub czy OSD planuje realizację tych inwestycji. PCC EB oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.

- II.1.14. PCC EB wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.

- II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PCC EB uzgadnia się z OSP za pośrednictwem OSDp w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 25
zatwierdzono:	

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.

Uzgodnienie obejmuje:

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

II.1.16. PCC EB, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III uzgadnia je z OSDp (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy) na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

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

II.1.17. W przypadku gdy dokonanie przyłączenia wymaga przebudowy lub rozbudowy sieci elektroenergetycznych innego OSD, a nie doszło do uzgodnienia z tym OSD zasad przebudowy lub rozbudowy sieci w terminie pozwalającym PCC EB na wydanie warunków przyłączenia w terminach określonych w pkt. II.1.10. - PCC EB może odmówić wydania warunków przyłączenia z powodu braku technicznych możliwości przyłączenia. Pomimo powyższego PCC EB może kontynuować uzgodnienia z tym OSD. Jeżeli w wyniku zakończenia uzgodnień powstaną techniczne możliwości przyłączenia - PCC EB niezwłocznie poinformuje podmiot ubiegający się o przyłączenie o możliwości złożenia nowego wniosku o przyłączenie.

II.1.18. W przypadku gdy PCC EB odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, PCC EB określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.19. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, PCC EB powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, PCC EB wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, PCC EB odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

- II.1.20. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PCC EB jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w PCC EB, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3). W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PCC EB odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi PCC EB.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD w szczególności Załącznika nr 1.

Zgłoszenie, o którym mowa powyżej, zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
- 2) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
- 3) rodzaj mikroinstalacji,
- 4) moc zainstalowaną elektryczną,
- 5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
- 6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
- 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
- 8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,
- 9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
- 10) planowany termin przyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 27
zatwierdzono:	

11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

PCC EB potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

II.1.21. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez PCC EB realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.22. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PCC EB powinna zawierać co najmniej:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
- 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci PCC EB i instalacji podmiotu przyłączanego,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) harmonogram przyłączenia,
- 9) warunki udostępnienia PCC EB nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- 10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- 11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
- 12) moc przyłączeniową,
- 13) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z PCC EB ,
- 14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.23. PCC EB w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.24. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.21, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do Ustawy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 28
zatwierdzono:	

- II.1.25. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej PCC EB urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.26. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję o której mowa w pkt.VI.2.11. podlegającą uzgodnieniu z PCC EB przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.27. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PCC EB urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.28. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej PCC EB, wskazane przez PCC EB podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują PCC EB dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.29. Wytwórcy o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej PCC EB, a zgodnie z IRiESP podlegający obowiązkowi zgłoszenia do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych, dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych do OSP za pośrednictwem PCC EB, działającego poprzez OSDp.
- II.1.30. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
- 1) Prosumentem,
 - 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2021r., poz. 162 z późn. zmianami), niebędący Prosumentem,
- informuje PCC EB o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PCC EB.
- II.1.31. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.30. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.37 i II.1.38 informuje PCC EB o:
- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - 2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej

instalacji.

- II.1.32 Zapisów pkt. II. 1.30. i II.1.31. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.
- II.1.33 Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PCC EB, pisemnie informuje PCC EB o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.34 Wytwórca, o którym mowa w pkt. II. 1.31. jest obowiązany informować PCC EB o:
- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji - w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji - w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
 - 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji - w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.35. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.
- II.1.36. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.35., ustala się na podstawie:
- 1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
 - 2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
 - a) Prosumentowi zbiorowemu lub
 - b) Prosumentowi wirtualnemu.
- II.1.37. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje PCC EB, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PCC EB, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.20. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji

istnieje już przyłączy do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.

- II.1.38. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z PCC EB umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.37.
- II.1.39. Zapisy pkt II.1.37. oraz II.1.38. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.
- II.1.40. Reprezentant prosumentów przekazuje PCC EB, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informacje o:
- 1) przysługującym Prosumantom zbiorowym lub Prosumantom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
 - 2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
 - 3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
 - 4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
 - 5) w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii.
- II.1.41. Reprezentant prosumentów przekazuje PCC EB zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.40., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. PCC EB uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.
- II.1.42. PCC EB przed określeniem warunków przyłączenia dla wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej, uzgadniaj je z OSDp, do którego sieci jest przyłączony.
- II.1.43. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.42 obejmuje:
- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 31
zatwierdzono:	

przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,

2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 32</i>
zatwierdzono:	

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

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami.

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

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 34
zatwierdzono:	

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

II.3.1. Zasady odłączania.

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej PCC EB, określone w niniejszym rozdziale obowiązują PCC EB, sprzedawców oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. PCC EB może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PCC EB w przypadku:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PCC EB składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. PCC EB ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PCC EB uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PCC EB o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PCC EB informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. PCC EB dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PCC EB, uzgadnia z PCC EB tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. PCC EB uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PCC EB ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów systemów.
- II.3.1.7. W uzasadnionych przypadkach PCC EB zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej PCC EB, określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,

- c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony PCC EB za prawidłowe odłączenie podmiotu,
- d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej PCC EB odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.1. PCC EB może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB, jeżeli:

- a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie,
- b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
- c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. PCC EB na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.3. PCC EB wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.4. PCC EB jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1, II.3.2.2. i II.3.2.3, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

PCC EB wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie, z uwzględnieniem możliwości technicznych i organizacyjnych, po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 36
zatwierdzono:	

PCC EB wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR.

- II.3.2.5. Przepisów pkt. II.3.2.1. lit. c) i pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Ponadto realizacja przez PCC EB postanowień o których mowa w pkt. II.3.2.1. lit. a) lub II.3.2.2. może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez PCC EB odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez PCC EB informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) – PCC EB może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, PCC EB zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

- II.3.2.6. W przypadku zawarcia przez PCC EB umowy dotyczącej dostarczania energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym - wstrzymanie dostarczania energii następuje po spełnieniu dalszych wymogów i przy uwzględnieniu dalszych ograniczeń wynikających z przepisów prawa.

- II.3.2.7. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.2., PCC EB bez zbędnej włoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednakże nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do PCC EB wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku PCC EB podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

- II.3.2.8. W przypadku wystąpienia:

- a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,
 - d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,
- termin, o którym w pkt. II.3.2.7. może ulec wydłużeniu

- II.3.2.9. PCC EB powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do pięciu dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej, jednakże w przypadku

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 37
zatwierdzono:	

wprowadzenia elektronicznej formy wymiany informacji między PCC EB i sprzedawcą - termin ten wynosi trzy dni.

- II.3.2.10. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wnioszek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od PCC EB, PCC EB w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej. Jednakże w przypadku wprowadzenia elektronicznej formy wymiany informacji między PCC EB i sprzedawcą - powyższy termin do powiadomienia sprzedawcy wynosi trzy dni.
- II.3.2.11. Wymiana informacji o których mowa w pkt. II.3.2., między PCC EB i sprzedawcą odbywa się w formie pisemnej, chyba że PCC EB i Sprzedawca w umowie ustalą elektroniczną formę wymiany informacji w szczególności przy wykorzystaniu dedykowanych adresów poczty elektronicznej.
- II.3.2.12. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

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

II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej PCC EB urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,

- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów, w tym niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.
- II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje PCC EB opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli PCC EB zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć PCC EB opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- II.4.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.
- II.4.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 39
zatwierdzono:	

art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD.

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

- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- II.4.2.2. PCC EB określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a PCC EB, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt.II.4.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
 - d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - e) urządzeń regulacji pierwotnej,
 - f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki
 - k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

II.4.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

- II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 40
zatwierdzono:	

- II.4.4.3. PCC EB może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.4.2.
- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.4.7.
- II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach PCC EB może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7. PCC EB może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.
- II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej PCC EB.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne.

- II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach nowobudowanych i modernizowanych.

Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD czynne urządzenia i układy EAZ nie spełniają wymagań, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania te muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmował będzie również urządzenia i układy EAZ nie spełniające tych wymagań.

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, wówczas podmiot będący właścicielem tych urządzeń i układów EAZ, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji, przekazuje do PCC EB opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli PCC EB zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć PCC EB opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez PCC EB. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów

uzgadniane i zatwierdzane przez PCC EB. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

- II.4.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne PCC EB, publikowane na stronie internetowej PCC EB.
- 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.
- II.4.5.1.5. PCC EB określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- II.4.5.1.6. PCC EB dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRIESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 42
zatwierdzono:	

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

- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach) przez okres co najmniej:
- a) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER;
 - b) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej PCC EB zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. 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.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) A1 (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
 - 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie,
 - 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

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

II.4.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością PCC EB w zakresie wyposażenia:

- 1) w EAZ - podlegają wymaganiom IRiESP,
- 2) w środki komunikacji, w tym komunikacji realizowanej między urządzeniami EAZ - podlegają wymaganiom IRiESD.

II.4.5.2. **Wymagania dla transformatorów**

II.4.5.2.1. 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 zwarc wewnątrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciorowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarc zewnątrznych 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.

II.4.5.3. **Wymagania dla sieci SN**

II.4.5.3.1. Wymagania ogólne

II.4.5.3.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.

II.4.5.3.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciorowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.3.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarc międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

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

II.4.5.3.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 44
zatwierdzono:	

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

II.4.5.3.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatów wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

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

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

II.4.5.3.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.3.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.3.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.3.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

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

- 5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,
- 6) SPZ/SCO - jeśli PCC EB tego wymaga.

II.4.5.3.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane zwarciove i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych, możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
- 2) zabezpieczenia 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 PCC EB, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

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

II.4.5.3.2.3. 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: nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej)
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,
- 3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej;

Dodatkowo w zależności od potrzeb PCC EB, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 46
zatwierdzono:	

- 4) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem;
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.4.5.3.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.3.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.3.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.3.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczno od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.3.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczno transformatora potrzeb własnych oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

- 1) dla transformatorów dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
- 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
- 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).

II.4.5.3.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.3.4.1. 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.

II.4.5.3.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.3.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.3.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.3.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

II.4.5.3.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.3.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna wyłączyć zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 2) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie

z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,

- 3) SZR, jeśli rozdzielnia SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.4.5.3.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.3.7.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:

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

II.4.5.4. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.4.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 49
zatwierdzono:	

- II.4.5.4.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
 - 5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.
- II.4.5.4.4. PCC EB decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.4.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z PCC EB lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 1.
- II.4.5.4.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
- II.4.5.4.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.4.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.4.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.4.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe,
 - 5) o od pracy wyspowej.
- II.4.5.4.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 5 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.4.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

- II.4.5.4.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.4.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.4.1. do II.4.5.4.3. oraz od II.4.5.4.6.1. do II.4.5.4.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.5. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.5.5.1. PCC EB prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.5.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego PCC EB, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PCC EB w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.5.3. PCC EB może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.5.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.4.5.5.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej PCC EB podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

- II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują PCC EB oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej PCC EB, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5. i II.4.1.6.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 51
zatwierdzono:	

II.4.6.2. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
- c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.6.3. Rozdzielnie SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 52
zatwierdzono:	

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

c) Telemetrię:

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

II.4.6.4. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.5. 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.

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD, spoczywa na ich właścicielu.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt G.1., dla których PCC EB przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 53
zatwierdzono:	

nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do PCC EB. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

II.4.7.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe. Powyższe nie dotyczy układów pomiarowo-rozliczeniowych pracujących w sieci PCC EB o napięciu 0,5kV, gdzie dopuszcza się w drodze wyjątku, wyłącznie w przypadku symetrycznego obciążenia, za zgodą PCC EB stosowanie dwóch przekładników prądowych i dwóch przekładników napięciowych 500/100 V/V oraz liczników dwusystemowych do pomiaru energii elektrycznej w układzie Arona.

II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:

a) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,

b) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,

c) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony - w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 54
zatwierdzono:	

d) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,

e) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego - w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,

f) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:

- jednostki wytwórczej lub

- instalacji odnawialnego źródła energii, lub

- hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii

jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej.

2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:

a) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,

b) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;

3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:

a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez PCC EB ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,

b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych PCC EB transformujących napięcie SN/nN,

c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne PCC EB, w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez PCC EB od OSDp, w celu zasilania potrzeb własnych PCC EB związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,

4) w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

Za zgodą PCC EB, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA.

Zgoda PCC EB uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.4.7.1.6. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 5 kategorii:

- a) kat. B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,
- b) kat. B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
- c) kat. B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW
- d) kat. C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,
- e) kat. C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW.

Wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci przez podmiot jest nieznana, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej.

Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci.

II.4.7.1.8. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.

II.4.7.1.9. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 56
zatwierdzono:	

II.4.7.1.10. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.

II.4.7.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa PCC EB, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu.

W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.

II.4.7.1.12. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być zainstalowane w każdej z faz i dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.4.7.2. oraz II.4.7.3. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo

b) 5 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo

c) 1 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

W uzasadnionych przypadkach, za zgodą PCC EB, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

II.4.7.1.13. Do pomiarowego uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.7.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 57
zatwierdzono:	

modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

- II.4.7.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.16. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub PCC EB. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PCC EB może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do PCC EB przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.
- II.4.7.1.19. PCC EB na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. PCC EB może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.
- II.4.7.1.20. Odbiorca lub PCC EB 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 PCC EB.
- II.4.7.1.21. PCC EB przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PCC EB, to podmiot ten ma obowiązek przekazać PCC EB zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.22. 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.4.7.1.23. PCC EB przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.24. Jeżeli PCC EB nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, PCC EB zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile odbiorca lub PCC EB nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.25.
- II.4.7.1.25. W terminie 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub PCC EB może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. PCC EB umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.
- II.4.7.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, PCC EB zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.22. i II.4.7.1.26., 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.4.7.1.29. 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.4.7.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, PCC EB 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.4.7.1.31. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego PCC EB ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO

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

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
- d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

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

II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.3.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.4.7.3.1. i II.4.7.3.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. PCC EB odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, a w przypadkach określonych przez PCC EB również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 60
zatwierdzono:	

między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP oraz IRiESD OSDp.

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

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

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO PCC EB PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

- II.5.1.1. Dane przekazywane do PCC EB przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- a) dane opisujące stan istniejący,
 - b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez PCC EB,
 - c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.
- II.5.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.
- II.5.1.3. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do PCC EB następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
 - b) moc osiągalną,
 - c) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
 - d) dane jednostek wytwórczych,
 - e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.2. Odbiorcy wskazani przez PCC EB przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PCC EB następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 61
zatwierdzono:	

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

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.4. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej $E'_{\max}$ podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,

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

II.5.2.5. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PCC EB.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez PCC EB

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

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

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

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 63
zatwierdzono:	

- d) liczbę dni remontów planowych,
 - e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
 - g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
 - j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Odbiorcy wskazani przez PCC EB przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PCC EB następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.5.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PCC EB .

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU

II.6.1. Postanowienia ogólne

- II.6.1.1. PCC EB opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.
- II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- II.6.1.4. PCC EB współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.
- II.6.1.5 Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej PCC EB może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 64
zatwierdzono:	

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej PCC EB obejmują zagadnienia związane z:

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

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

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

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

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

- III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemekhaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

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

- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa PCC EB w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych. eksploatowanych przez PCC EB”.

- III.1.8. Obowiązujące Wytyczne, o których mowa w pkt. III.1.7 PCC EB publikuje na swojej stronie internetowej.

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

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.3. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

- III.2.2. Urządzenia określone przez PCC EB przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt.III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, PCC EB i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z PCC EB, jeżeli właścicielem nie jest PCC EB) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 66
zatwierdzono:	

PCC EB, w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy:

III.2.5.1. Wymaganie techniczne dla:

1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:

a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;

b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG,

2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).

TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP, OSDp i PCC EB. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z OSDp i PCC EB, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt III.2.5.5, wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 67
zatwierdzono:	

zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSDp o aktualizacji tego wykazu. Następnie OSDp informuje o tym PCC EB, który informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

- III.2.5.6. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.
- III.2.5.7. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:
- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów; w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz - załącz”;
 - 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
 - 3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
 - 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP, OSDp i PCC EB;
 - 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSP, OSDp i PCC EB.
- III.2.5.8. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

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

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z PCC EB.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 68
zatwierdzono:	

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych PCC EB są prowadzone w uzgodnieniu z PCC EB.
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z PCC EB reguluje umowa.
- III.4.3. PCC EB dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizację dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
 - b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumentację projektową i powykonawczą,
 - b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
 - c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

- III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
 - b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - j) karty przełączeń,
 - k) ewidencję założonych uziemień,
 - l) programy łączeniowe,
 - m) wykaz personelu ruchowego.
- III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
 - d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
 - f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
 - i) informacje o środkach łączności,
 - j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
 - k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 70
zatwierdzono:	

- l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

- III.6.1. PCC EB, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.6.2. W przypadku powierzenia PCC EB prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 71</i>
zatwierdzono:	

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

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

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

III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej PCC EB i obiektów i urządzeń przyłączonych do sieci PCC EB - rozstrzyga PCC EB.

III.7.6. PCC EB sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 72
zatwierdzono:	

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.9.2. PCC EB zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. PCC EB opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej PCC EB obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PCC EB zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej PCC EB lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB uzgadniają z PCC EB prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PCC EB są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej PCC EB ustalonego w pkt.VI.5.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PCC EB przekazują do PCC EB zgłoszenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 73
zatwierdzono:	

wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.5.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 74</i>
zatwierdzono:	

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER

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 niepokoju społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

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 PCC EB.

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

IV.1.5. PCC EB w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 75
zatwierdzono:	

- IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) awaryjne układy pracy sieci,
 - c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.7. 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, PCC EB udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.8. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 76
zatwierdzono:	

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

- IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

- a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy - w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

- IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z OSDp, PCC EB 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.

PCC EB na polecenie OSP lub OSDp podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD;
 - b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PCC EB lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,

d) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5.

IV.3.1.4. PCC EB nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych zgodnie z przepisami prawa oraz zgodnie z IRIESD.

IV.3.2. Tryb normalny.

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

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

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

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności przywołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

- a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,
- b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów - wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,
- c) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów - przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego

określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się.

IV.3.2.7. **W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.**

IV.3.2.8. PCC EB, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do OSDp, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.

IV.3.2.9. Opracowany przez PCC EB plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.

IV.3.2.10. Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

- a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
- b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);
- c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
 - i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
 - ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
 - iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,

- iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
 - v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
 - vi. wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań - albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;
- d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261) zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych - wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje PCC EB oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do PCC EB, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.6., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.
- IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje PCC EB, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.
- IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do PCC EB o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.
- IV.3.2.15.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 80
zatwierdzono:	

Podstawą opracowania przez PCC EB corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez PCC EB.

IV.3.2.16.

Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.

IV.3.2.17.

Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.

IV.3.2.18.

PPC EB, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSDp, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.

IV.3.2.19.

OSDp przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.

IV.3.2.20.

Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSDp i PCC EB.

IV.3.2.21.

Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.

IV.3.2.22.

Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych ,

b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),

c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),

wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

IV.3.2.23.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 81
zatwierdzono:	

- IV.3.2.24. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

- IV.3.2.25. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez PCC EB w sposób określony w pkt IV.3.2.27.

Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa PCC EB na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku $n - 1$ do dnia 31 grudnia roku $n - 1$, gdzie „ n ” jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

- a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniodobowej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
- b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - 1) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniodobowej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - 2) odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

- IV.3.2.26. W przypadku braku możliwości pozyskania przez PCC EB wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, PCC EB wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.

- IV.3.2.27. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

PCC EB przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, PCC EB przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.6. IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 82
zatwierdzono:	

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania PCC EB przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, PCC EB przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia PCC EB. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

- Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PCC EB, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PCC EB o zmianie adresu poczty elektronicznej.

Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:

- a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;
- b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.
- IV.3.2.29. Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

- Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

- W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22., określa OSP.
- Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej PCC EB.
- IV.3.2.31. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 83
zatwierdzono:	

- IV.3.2.32. elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w

- IV.3.2.33. komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDp.

PCC EB indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania PCC EB przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, PCC EB nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PCC EB, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej wskazanych w umowach. Sprzedawcy,

- IV.3.2.34. którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PCC EB o zmianie tych danych.

Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, PCC EB zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w

- IV.3.2.35. pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez służby dyspozytorskie oraz ruchowe PCC EB powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 84
zatwierdzono:	

- IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.20. oraz IV.3.2.32. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w § 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.
- IV.3.3.4. Polecenia OSP w ww. zakresie mogą być przekazane PCC EB także za pośrednictwem OSDp

IV.3.4. Tryb awaryjny.

IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

- 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 uniemożliwiającego 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.

- IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp oraz PCC EB może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP (w takim wypadku OSDp może też wydać polecenie wyłączeń awaryjnych PCC EB). W przypadku wyłączeń awaryjnych realizowanych przez PCC EB bez wydania polecenia przez OSP albo OSDp - PCC EB jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 85
zatwierdzono:	

- IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 - 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.
- IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane poprzez wyłączenia linii i stacji SN.
- IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:
- 1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
 - 2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
 - 3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
 - 4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
 - 5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;
- od wydania polecenia dyspozytorskiego.
- IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w pkt 2.1.2.2.7 IRiESP) ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.
- IV.3.4.1.7. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:
- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
 - 2) OSDp - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planu opracowanego przez PCC EB i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,
 - 3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.
 - 4) PCC EB.
- 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 OSDp lub PCC EB;
 - 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.
- IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 86
zatwierdzono:	

zagrożone jest bezpieczeństwo osób, OSDp, PCC EB, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy.

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 - B15.

Stopnie B1 - B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 - 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii i stacji SN.

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w pkt 2.1.2.2.7 IRiESP) ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.5. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B5, opracowują:

- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
- 2) OSDp - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planu opracowanego przez PCC EB i planów opracowanych przez odbiorców

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 87
zatwierdzono:	

końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,

3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

4) PCC EB.

IV.3.4.2.6. OSP wydaje OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami modułów wytwarzania energii ujętych w TCM – wykaz SGU opracowanym na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c) oraz art. 23 ust. 4 lit c) NC ER, czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

IV.3.4.2.7. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.4.2.8. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.

IV.3.4.2.9. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.4.2.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.7.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje PCC EB.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych: PCC EB informuje OSDp.

IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN PCC EB podlega stosowaniu układu SCO PCC EB, do której sieci jest przyłączony.

IV.3.5.4. PCC EB połączony z siecią SN OSDp może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez OSDp, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSDp oraz PCC EB.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci PCC EB, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 88
zatwierdzono:	

- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
 - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przełącznika;
 - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przełącznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
 - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
 - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
 - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
 - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- IV.3.5.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- IV.3.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- a) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
 - b) OSDp, w podziale dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w pkt 2.1.2.2.7 IRiESP.
- IV.3.5.9. Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczane zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.
- IV.3.5.10. Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.
- IV.3.5.11. OSDp, na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:
- a) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci OSDp;
 - b) PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 89
zatwierdzono:	

- IV.3.5.12. PCC EB i Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazuje OSDp, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.
- IV.3.5.13. PCC EB powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3., przyłączonych do sieci PCC EB, 45% zapotrzebowania netto PCC EB, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.
- Przez zapotrzebowanie netto PCC EB rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania PCC EB (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSD oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.
- IV.3.5.14. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.
- IV.3.5.15. Postanowień pkt IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSDp, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSDp, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.
- IV.3.5.16. PCC EB i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. - IV.3.5.13. oraz informują OSDp, o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- IV.3.5.17. OSDp do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. - IV.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- IV.3.5.18. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.14., PCC EB w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

PCC EB przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci PCC EB, ujętych w tym planie.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona: 90
zatwierdzono:		

Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

PCC EB w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

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 PCC EB harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
 - 5) raportuje PCC EB 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 nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.
- IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu C, opracowuje i przedstawia PCC EB 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 91
zatwierdzono:	

- IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci PCC EB współpracuje z PCC EB 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 PCC EB:
- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym,
 - 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
 - 3) niezwłocznie informuje PCC EB 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 PCC EB nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.
- IV.4.6. PCC EB 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 PCC EB,
 - 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 PCC EB,
 - 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.”

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

- IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP, OSDp lub PCC EB 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 92
zatwierdzono:	

- 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 OSDp lub PCC EB może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- 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, może wydać:
- a) PCC EB bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB, lub
 - b) PCC EB za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci PCC EB, 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,
 - c) OSDp za pośrednictwem PCC EB, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci PCC EB.
- 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 OSDp lub PCC EB a podmiotem, któremu zostało wydane

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 93
zatwierdzono:	

polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 94</i>
zatwierdzono:	

V. WSPÓŁPRACA PCC EB Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

V.1. PCC EB współpracuje z następującymi operatorami:

- 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”).

V.2. PCC EB, realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP, WDB oraz IRiESD OSDp obowiązki w zakresie współpracy z OSP \za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.3. Zasady i zakres współpracy PCC EB z OSDp, są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP, WDB i IRiESD OSDp oraz IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy PCC EB i OSDp.

V.4. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.

V.5. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 95
zatwierdzono:	

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB

VI.1. OBOWIĄZKI PCC EB

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu PCC EB na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej PCC EB w szczególności:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PCC EB, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
 - e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz umowy kompleksowe,
 - f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
 - g) wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,
 - h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej PCC EB awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - i) zbiera i przekazuje do OSP, za pośrednictwem OSDp, dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL,
 - j) wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESP.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej PCC EB odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 96
zatwierdzono:	

- VI.1.3. PCC EB na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., PCC EB organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez PCC EB i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt.VI.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie PCC EB działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt.VI.2.10.
- VI.2.5. PCC EB przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - b) pracą modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - d) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych,
 - c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie PCC EB na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 97
zatwierdzono:	

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PCC EB operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PCC EB operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego PCC EB, polegający w szczególności na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PCC EB w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt.VI.2.5 do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. PCC EB ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez PCC EB opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt.VI.2.10 oraz VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 98
zatwierdzono:	

- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączów ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi PCC EB, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRIESD.

VI.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.3.1. PCC EB sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- VI.3.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez PCC EB uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 99
zatwierdzono:	

VI.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PCC EB o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- VI.4.2. PCC EB określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.4.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje:
- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - b) wymagane poziomy napięcia,
 - c) wartości mocy zwarciovych,
 - d) rozprawy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) dopuszczalne obciążenia,
 - f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - g) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - h) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - i) harmonogram pracy transformatorów,
 - j) wykaz jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci.
- VI.4.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PCC EB jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. PCC EB opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- VI.5.2. Użytkownicy systemu zgłaszają PCC EB propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia.
- VI.5.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do PCC EB propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- a) nazwę rozdzielni i elementu,
 - b) inicjatora prac,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 100
zatwierdzono:	

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

VI.5.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do PCC EB potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. PCC EB ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

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

PCC EB i użytkow

nicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

- VI.5.5. PCC EB podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej PCC EB w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia,
- VI.5.6. Terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.5.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PCC EB, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego PCC EB, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.6.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.
- VI.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.6.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
 - a) dane techniczne załączanego elementu sieci,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 101
zatwierdzono:	

- b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.6.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z PCC EB w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.6.5. PCC EB może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.6.6. PCC EB zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez PCC EB uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.6.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez PCC EB uwag.
- VI.6.7. Terminy wymienione w pkt. VI.6.4., VI.6.5. i VI.6.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB

- VII.1. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa PCC EB .
- VII.2. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej PCC EB pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez PCC EB.
- VII.3. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych PCC EB powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 102
zatwierdzono:	

VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V.

VIII.1.1.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

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

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1

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 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	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%

7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	0,5+ 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 8%.

VIII.1.1.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.1.7. PCC EB 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.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.2.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa

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 sekundę;

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

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

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

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

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej – 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin.
- 2) przerw w roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.

VIII.2.6. PCC EB 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.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

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

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

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 106
zatwierdzono:	

przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- d) Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznj [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznj [A]
----------------------	--

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [108a/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A:

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

Tablica 5.

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

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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 109
zatwierdzono:	

- 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 równym 1 kV lub niższym, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych Taryfy PCC EB,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt. 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 110
zatwierdzono:	

ustawy Prawo energetyczne albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej w umowie, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PCC EB,

- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PCC EB za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 111</i>
zatwierdzono:	

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI**

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 112</i>
zatwierdzono:	

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 113</i>
zatwierdzono:	

A POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „**Ustawą**” lub „**ustawą Prawo energetyczne**” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „**Ustawą OIRE**”
- c) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-89(8)/2012/9195/KF z dnia 26.04.2012r. z późn. zmianami o wyznaczeniu PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, zwanego dalej „**PCC EB**”,
- d) koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/101/9195/W/1/2/98/RG z dnia 16 lutego 1999 r. wraz z późniejszymi zmianami,
- e) taryfy PCC EB,
- f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (**IRiESD OSDp**) opracowanej przez TAURON Dystrybucja S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- g) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (**IRiESP**) opracowanej przez PSE S.A., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- h) Określone w opracowanych przez PSE S.A. Warunkach dotyczących bilansowania (zwanymi dalej „**WDB**”), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
- i) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „**Ustawą OZE**”,
- j) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
- k) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875),
- l) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „**ustawą o prawach konsumenta**” (,
- m) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „**ustawą o rynku mocy**”.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 114
zatwierdzono:	

- A.1.2. PCC EB jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDn.

Na podstawie przepisów ustawy Prawo energetyczne PCC EB, jako OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez operatora typu OSDp, z którego siecią PCC EB jest połączony: tj. poprzez TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie.

Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB i który posiada umowę dystrybucyjną z PCC EB albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą, na podstawie której sprzedawca zapewnia temu podmiotowi usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej przez PCC EB: jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

- A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EC i posiadające zawarte z PCC EB umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową z OSP oraz umowę dystrybucyjną z OSDp.

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

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

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 115
zatwierdzono:	

kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez PCC EB, a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy PCC EB z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- f) procedurę zmiany sprzedawcy,
- g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- i) postępowanie reklamacyjne,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP,
- o) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego PCC EB wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną PCC EB.

A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) PCC EB,
- b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
- c) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z PCC EB,
- d) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z PCC EB,
- e) sprzedawców pełniących na obszarze PCC EB funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- f) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z siecią PCC EB, a więc których sieci nie są połączone z sieciami OSDp,
- g) POBz działających na obszarze PCC EB,

- h) DUB działających na obszarze PCC EB,
- i) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w punktach od a) do h) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej PCC EB.

A.2.4. Zgodnie z IRiESP - każdy OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, za pośrednictwem odpowiednich OSDp, z których sieciami są połączone jego sieci. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jest nazywany „obszarem sieci OSDp/OSDn”, rozumianym jako pojedynczy obszar sieci składający się z sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

Z uwagi na powyższe w wypadku gdyby z jakichkolwiek przyczyn zasady, procedury i uwarunkowania dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w niniejszej IRiESD pozostawały w sprzeczności z postanowieniami zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki IRiESD OSDp – to w zakresie niezbędnym do realizacji obowiązków współpracy PCC EB z OSP za pośrednictwem OSDp – stosuje się odpowiednie postanowienia IRiESD OSDp a nie postanowienia niniejszej IRiESD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

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) POBz,
- 2) DUB.

URB może być jednocześnie POBz i DUB.

POBz 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.3.2. PCC EB w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

- a) umów sprzedaży energii elektrycznej, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 117
zatwierdzono:	

Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,

b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych - na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.8., akapit drugi, zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

Z uwagi na fakt, iż do sieci dystrybucyjnej PCC EB, nie jest przyłączony żaden URD w gospodarstwie domowym, zatem PCC EB nie realizuje umów kompleksowych z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD-K z PCC EB. Jednakże w razie gdyby PCC EB rozpoczął dostarczanie energii elektrycznej dla URD w gospodarstwie domowym, to wówczas PCC EB rozpocząłby realizację takich umów kompleksowych. W takim zakresie stosowana byłaby odpowiednio IRiESD OSDp.

A.3.3. PCC EB uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym przekazując niezbędne w tym zakresie dane OSDp.

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 (MB_{wMB}) – 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 (F_{ZMB}), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci (F_{DMB}).

Ze względu na wartości atrybutów F_{DMB} występują następujące oznaczenia typów F_{DMB} :

- MB_O , MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,

- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja oraz sąsiednich OSDp,

- AF_{DMB} - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 118
zatwierdzono:	

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 PCC EB,
 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 niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. PCC EB zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
 a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
 b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.
- Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują PCC EB, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.8., aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.
- A.3.8. PCC EB zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
 a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,
 b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,
 c) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,
 d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z .
- Z chwilą jego wyłonienia - OSDn będzie zamieszczał także na swoich stronach internetowych oraz udostępniał do publicznego wglądu w swojej siedzibie - informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn.

A.3.9. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz PCC EB o:

- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
- b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
- c) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt. D.1.7.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) PCC EB wstrzymuje z dniem określonym zgodnie z lit. b) realizację umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.8.

A.3.10. PCC EB po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSDp o konieczności zaprzestania przez PCC EB świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

- a) utrata POBz sprzedawcy,
- b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.8.

A.3.11. PCC EB po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez PCC EB świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSDp o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POBz wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez PCC EB z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.8.,
- c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

Z dniem 1 stycznia 2020 r. wejdą w życie punkty A.3.12. i A.3.13. o następującym brzmieniu:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 120
zatwierdzono:	

- A.3.12. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_o zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PCC EB jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PCC EB, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_o zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PCC EB jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PCC EB, dla danego PPE.

- A.3.13. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.12. jest URD_w zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PCC EB jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PCC EB, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.12. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci PCC EB jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci PCC EB, dla danego PPE.

- A.3.14. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

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

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

- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z PCC EB umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 121
zatwierdzono:	

- A.4.3.1. PCC EB, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:
- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z PCC EB,
 - c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji (GUD) z PCC EB,
 - d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD_W) umowy z wybranym POB_Z, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z PCC EB.
 - e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż Prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z PCC EB
 - f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB_Z, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z PCC EB.
- A.4.3.2. PCC EB realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.8.
- A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a PCC EB, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z PCC EB,
 - b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z PCC EB umożliwiającą sprzedaż rezerwową,
 - c) określenie, że POB_Z dla URD_O jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży,
 - d) określenie POB_Z i zasad jego zmiany – dotyczy URD_W,
 - e) sposób i zasady rozliczeń z PCC EB z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z – dotyczy URD typu wytwórcy (URD_W),
- Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez oznaczenie tych sprzedawców w powiadomieniu PCC EB o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.
- A.4.3.4. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSD_p/OSD_n, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji zarówno z OSD_p jak i z PCC EB oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB_Z. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez PCC EB z POB_Z powinna

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 122
zatwierdzono:	

spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POBz o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz POBz, a także ich dane teleadresowe,
- e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze PCC EB,
- f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POBz,
- g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POBz świadczy usługi bilansowania handlowego,
- h) zobowiązanie POBz do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
- i) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POBz zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.4.3.5. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zaprzestania działalności POBz na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny jak również w przypadku utraty mocy przez umowę dystrybucji zawartą przez POBz z OSDp.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania PCC EB zawiera z PCC EB jedną GUD, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do PCC EB oferty sprzedaży rezerwowej. Podmiot ten może wyrazić wolę pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego na warunkach określonych w GUD. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a PCC EB oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 123
zatwierdzono:	

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z PCC EB.
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez PCC EB z tym URD,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,
- e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PCC EB o utracie wskazanego POB_Z w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
- f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB_Z tego sprzedawcy,
- g) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Umowa, o której mowa w pkt.A.4.3.6. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB_Z świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym, jak również w przypadku utraty mocy przez generalną umowę dystrybucji zawartą przez sprzedawcę z OSDp. Od momentu rozwiązania ww. umowy sprzedaż energii do URD, tego sprzedawcy jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego, wskazanego przez tego URD.

A.4.3.8. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami lub prosumentami zbiorowymi, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z PCC EB, jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z PCC EB,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez PCC EB,
- c) warunki świadczenia przez PCC EB usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 124
zatwierdzono:	

h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PCC EB o utracie wskazanego POBZ, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,

i) zasady rozwiązywania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POBZ sprzedawcy,

j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej,

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 4 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla PCC EB i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.10. Nie później niż do 60 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, PCC EB i sprzedawcy zawrą nową GUD lub GUD-K, zgodnie z obowiązującymi w PCC EB wzorcami GUD i GUD-K dostosowanymi do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym sprzedawca nie zawrze nowej GUD lub GUD-K, wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa GUD lub GUD-K zawarta przez sprzedawcę z PCC EB ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,

2) PCC EB nie przekaze OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości realizacji przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na obszarze działania PCC EB,

3) sprzedawca zobowiązany jest powiadomić PCC EB o zakończeniu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.11. Nie później niż do 60 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, PCC EB i POB zawrą nową umowę o której mowa w pkt A.4.3.4., zgodnie z obowiązującym w PCC EB wzorcem dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym POBZ nie zawrze nowej umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5., wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez POBZ z PCC EB ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,

2) PCC EB nie przekaze OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości pełnienia przez POBZ funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na obszarze działania PCC EB,

- 3) POBZ zobowiązany jest powiadomić sprzedawcę, URDW lub URDME o zakończeniu bilansowania handlowego na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.12.

Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci PCC EB, musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z PCC EB. Podmiot ten musi także zawrzeć umowę dystrybucji z OSDp na zasadach uregulowanych w IRiESD OSDp.

Umowa dystrybucji zawierana przez PCC EB z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
- b) oświadczenia DUB o zawarciu umowy dystrybucyjnej z OSDp;
- c) kod identyfikacyjny DUB na RB,
- d) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
- f) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,
- g) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,
- h) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
- i) zasady informowania DUB o zmianie POBz dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
- j) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania PCC EB o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,
- k) 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.

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

- A.5.1. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci OSDp/OSDn, a więc zarówno dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej jak i w

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 126
zatwierdzono:	

zakresie obszaru sieci PCC EB w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych. PCC EB współpracuje z OSDp w zakresie administrowania rynkiem bilansującym na obszarze sieci PCC EB na zasadach określonych w IRiESD OSDp oraz w umowie zawartej między OSDp i PCC EB.

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG - OSDp we współpracy z PCC EB m.in. na podstawie informacji uzyskiwanych od PCC EB – realizuje w szczególności następujące zadania także dla obszaru sieci PCC EB:

- 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 do świadczenia usług bilansujących na RB,
- d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFDMB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
- e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFDMB 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 AFDMB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB,
- i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFDMB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 127
zatwierdzono:	

- k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSDp we współpracy z PCC EB m.in. na podstawie informacji uzyskiwanych od PCC EB – realizuje w szczególności następujące zadania także dla obszaru sieci PCC EB:

- a) przyporządkowuje do POB_Z określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych,
- b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie GUD lub GUD-K oraz umów dystrybucji,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD,
- d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.8.,
- e) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- f) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. OSDp nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB nie objętej obszarem rynku bilansującego, jeżeli w odniesieniu do tych podmiotów PCC EB współpracuje z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym. W pozostałych przypadkach kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB - nadaje PCC EB.

A.5.5. OSDp nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSDp/OSDn oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDp/OSDn. Kody te są nadawane na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

A.5.6. Nadanie kodów identyfikacyjnych przez PCC EB oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub GUD pomiędzy podmiotem oraz PCC EB. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Natomiast w przypadku tych podmiotów, w odniesieniu do których kody identyfikacyjne nadaje OSDp – nadanie i zmiana kodu identyfikacyjnego następuje w drodze oświadczenia OSDp i nie wymaga zmiany umowy z PCC EB. W takim przypadku OSDp informuje o zmianie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 128
zatwierdzono:	

oznaczenia PCC EB, a następnie PCC EB informuje o powyższym fakcie dany podmiot.

- A.5.7. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.
- A.5.8. Kod PPE jest nadawany przez PCC EB po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci PCC EB, a przed zawarciem przez URD umowy na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.
- A.5.9. Zmiana kodów PPE nadanych przez PCC EB nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.
- A.5.10. Zasady nadawania kodów PPE:
- wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
 - kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.8.,
 - kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania PCC EB, w którym następuje:
 - „pobór”, „wprowadzenie” lub „pobór i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci PCC EB przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz
 - pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.
 - dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej, które są podrzędne do PPE, PCC EB nie nadaje odrębnego kodu PPE,
 - likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,
 - zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
 - zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
 - dla punktu w sieci, w którym występuje pobór i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.
- A.5.11. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:
- jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

- b) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- c) w budynkach wielolokalowych każdy PPE dla którego została zawarta z URD odrębna umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa - posiada odrębny kod PPE,
- d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

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

- A.6.1. Zasady współpracy PCC EB z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym określa IRiESD OSDp
- A.6.2. Podstawą realizacji współpracy PCC EB z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSDn z OSDp.
- A.6.3. Warunkiem współpracy PCC EB z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym w odniesieniu do poszczególnych sprzedawców i POBz jest obowiązywanie odpowiednich umów o świadczenie usług dystrybucji, zawartych z tymi podmiotami zarówno przez PCC EB jak i przez OSDp.
- A.6.4. Zgodnie z IRiESD OSDp - zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POBz lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDw w obszarze sieci PCC EB, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POBz. Tym samym dane pomiarowe URD będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej PCC EB, chyba że zostanie wskazany inny POBz w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POBz. Z uwagi na powyższe energia pobrana przez URD w takiej sytuacji jest energią pobraną od PCC EB. Zasady rozliczeń z tego tytułu określa umowa PCC EB i URD, a w razie braku określenia w umowie takich zasad rozliczenia następują w oparciu o przepisy dotyczące pobierania energii bez zawarcia umowy.
- A.6.5. Zgodnie z IRiESD OSDp zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POBz wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD będą powiększać zużycie energii elektrycznej PCC EB. Z uwagi na powyższe energia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 130
zatwierdzono:	

pobrana przez URD w takiej sytuacji jest energią pobraną od PCC EB. Zasady rozliczeń z tego tytułu określa umowa PCC EB i URD, a w razie braku określenia w umowie takich zasad rozliczenia następują w oparciu o przepisy dotyczące pobierania energii bez zawarcia umowy.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ

A.7.1. Jeżeli PCC EB powziął informację, że dla danego PPE nie jest realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa, w szczególności z powodu:

- 1) niezgłoszenia do realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej,
- 2) zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie dotychczasowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej,
- 3) wygaśnięcia albo rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą

– PCC EB informuje niezwłocznie sprzedawcę rezerwowego o zawarciu z mocy prawa odpowiednio umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej oraz o dacie zawarcia tej umowy.

A.7.2. Umowa sprzedaży rezerwowej albo rezerwowa umowa kompleksowa zawierana jest z mocy prawa z dniem zaprzestania realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej. Umowa ta jest zawierana na czas nieokreślony.

A.7.3. Umowa sprzedaży rezerwowej albo rezerwowa umowa kompleksowa nie jest zawierana w przypadku, gdy:

- 1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 Ustawy,
- 2) nastąpiło wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do URD z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 lub art. 6b ust. 1 i 2 Ustawy,
- 3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy dystrybucji zawartej z URD, a ten URD nie zawarł nowej umowy dystrybucji,
- 4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej z URD, a ten URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej,
- 5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej, URD objęty już był sprzedażą rezerwową,

- 6) dla danego PPE – w dniu poprzedzającym powzięcie informacji, o której mowa w pkt A.7.1. – nie była realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa.

A.7.4. PCC EB w terminie 5 dni kalendarzowych od dnia uruchomienia sprzedaży rezerwowej informuje URD o:

- 1) zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej,
- 2) dacie uruchomienia sprzedaży rezerwowej,
- 3) podstawie prawnej jej uruchomienia, jak również przyczynach jej uruchomienia,
- 4) danych teleadresowych sprzedawcy rezerwowego,
- 5) miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej.

A.7.5. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej, sprzedawca rezerwowego przekazuje URD jeden egzemplarz umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania przez sprzedawcę rezerwowego od PCC EB informacji, o której mowa w pkt A.7.1., oraz informuje tego URD o jego prawie do wypowiedzenia umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej.

A.7.6. PCC EB nie ponosi odpowiedzialności za konsekwencje uruchomienia lub nieuruchomienia sprzedaży rezerwowej wynikające z działań lub zaniechań użytkowników systemu.

A.7.7. Sprzedawca rezerwowego zobowiązuje się powiadomić PCC EB o dacie wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej, zgodnie z pkt D.1.7. Obowiązek powiadomienia, o którym mowa w zdaniu poprzednim, nie ma zastosowania, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo rezerwowa umowa kompleksowa wygasa z mocy prawa zgodnie z przepisami art. 5ae ust. 2 Ustawy.

A.7.8. PCC EB udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane pomiarowe dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1.

A.7.9. W przypadku, gdy w sytuacjach, o których mowa w pkt A.7.1. – wystąpią okoliczności, o których mowa w pkt A.7.3. – PCC EB zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.10. PCC EB zaprzestaje realizacji:

- 1) umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej na podstawie nowej umowy sprzedaży albo nowej umowy kompleksowej zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą,
- 2) umowy sprzedaży rezerwowej z dniem wygaśnięcia lub rozwiązania umowy dystrybucji.

W przypadkach, o których mowa w pkt 1) i 2) umowa sprzedaży rezerwowej albo rezerwowa umowa kompleksowa wygasa z mocy praw.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 132
zatwierdzono:	

A.7.11. Z chwilą uruchomienia umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej, z przyczyn leżących po stronie dotychczasowego sprzedawcy, dotychczas obowiązująca umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z mocy prawa, bez konieczności ponoszenia przez URD dodatkowych kosztów lub opłat.

A.7.12. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej dla URD w ramach:

- 1) umowy sprzedaży rezerwowej,
- 2) rezerwowej umowy kompleksowej

okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych staje się miesięczny, o ile w umowie dystrybucji był dłuższy okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych.

A.8. (usunięty)

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI.

Wymiana informacji między PCC EB i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub o ile generalna umowa dystrybucyjna tak stanowi - pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail. Jednakże udostępnianie sprzedawcy danych pomiarowych dotyczących URD następuje za pomocą serwera FTP w postaci plików w standardzie PTPiREE.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP I USŁUGI IZP

A.10.1.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej PCC EB.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy. Usługa IZP polega na zwiększeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

- 1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,
- 2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP i usługa IZP 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 lub usługi IZP 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 133
zatwierdzono:	

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 to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających 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 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 Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDn w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDn oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla 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 lub usługę IZP są przyłączone inne podmioty świadczące tę usługę. 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) OSP we współpracy z PCC EB – jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;
- 2) OSDp we współpracy z PCC EB - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i PCC EB;

OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od Odbiorcy w ORed informację

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 134
zatwierdzono:	

w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

- 3) PCC EB we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci PCC EB;

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

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

PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy PCC EB 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 PCC EB połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego PCC EB przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

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

- 1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. 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;
- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 135
zatwierdzono:	

W tym przypadku 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.10.2.1.5. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2.

OSD 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);
- 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);
- 3) Odpowiednio PCC EB albo OSDp 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 ppkt 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, wówczas odpowiednio OSDp albo PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo PCC EB 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 OSDp albo PCC EB 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. pkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.5. pkt 1) lit. b) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 136
zatwierdzono:	

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

- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 2) PCC EB – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej PCC EB.

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 e-mail 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 e-mail 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 energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PCC EB do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci PCC EB),
 - 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 lub usługę IZP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 137
zatwierdzono:	

- e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo PCC EB 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 PCC EB lub upoważniony przez niego podmiot, składa do PCC EB 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 PCC EB adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PCC EB.

Na każde żądanie PCC EB, Odbiorca w ORed dostarczy do PCC EB w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.1.2. ppkt 2) skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo PCC EB niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 138
zatwierdzono:	

A.10.2.3.5. 6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo PCC EB 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 OSDp albo PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do PCC EB, PCC EB, 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 OSDp.

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

Na każde żądanie OSDp, PCC EB dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.2.1.4. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela PCC EB.

PCC EB 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 OSDp albo PCC EB.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez PCC EB, PCC EB przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia 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 SN w sieci dystrybucyjnej PCC EB lub OSDp;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.10.2.4.5. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp, o którym mowa w pkt. A.5.10. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz

z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i PCC EB 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 pkt 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., OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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 OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) PCC EB do OSDp i OSDp do OSP,
 - b) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
- 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 energii elektrycznej,

- 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 e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo PCC EB w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do PCC EB. Następnie PCC EB informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSDp, PCC EB dostarczy do OSDp 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 ORed 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 OSDp 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy OSDp albo PCC EB pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2.; PCC EB przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.

- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSDp albo PCC EB informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

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

- A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB 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 PCC EB, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp 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 swojej stronie internetowej.

- A.10.2.1.4. OSDp i PCC EB, 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 142
zatwierdzono:	

- 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 lub usługę IZP.
- A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP za pośrednictwem OSDp - po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługę IZP, w wyniku wezwania OSP do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.10.3.7. – A.10.3.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci PCC EB, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od PCC EB, 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, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.
- A.10.3.5. PCC EB przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dotyczących PPE przyłączonych do jej sieci 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 OSDp,
 - 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 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 odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

PCC EB przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych pomiarowych określa OSDp zgodnie ze standardami WIRE.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 143
zatwierdzono:	

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8. IRiESD OSDp.

- A.10.3.6. OSDp przekazuje do 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 OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.
- A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca m, PCC EB dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PCC EB i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1 do OSDp zgodnie z pkt. A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp 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 miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym m+1 OSP do rozliczenia przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.10.3.7.

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

- A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PCC EB do OSDp danych pomiarowych.

Korekty powinny być wykonane w takim terminie, aby OSDp mógł po ich otrzymaniu dokonać następnie korekt danych pomiarowych do OSP w terminach określonych w IRiESP i IRiESD OSDp.

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

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 144
zatwierdzono:	

- 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 PCC EB odbywa się zgodnie z WDB, IRiESD OSDp oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z OSDp umowy dystrybucji oraz z PCC EB 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 PCC EB jest realizowane:

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

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

- A.11.1.5. PCC EB we współpracy z OSDp:
- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PCC EB, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci 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 za pośrednictwem OSDp w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, 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.

OSDp uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSDp a PCC EB, 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 PCC EB połączonej z siecią dystrybucyjną OSDp, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do OSDp, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.
- A.11.2.4. OSDp, we współpracy z PCC EB, 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.

PCC EB 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 PCC EB.

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

OSDp przekazuje do OSP oraz PCC EB wynik weryfikacji.

A.11.2.5.

W wyniku weryfikacji OSDp 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 OSDp, 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 OSDp 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 OSDp 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 OSDp 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 147
zatwierdzono:	

- A.11.3.2. OSDp 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 OSDp do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.
- A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.
- A.11.3.5. PCC EB, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp 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. IRiESD OSDp.

PCC EB przekazuje OSDp dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez OSDp 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. IRiESD OSDp.

A.12. UWARUNKOWANIA ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

- A.12.1. PCC EB ma pierwszeństwo w korzystaniu z zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB w stosunku do korzystania przez OSP z tych zasobów, w tym w ramach usług bilansujących.
Powyższe w szczególności oznacza, że jeżeli PCC EB zamierza korzystać w danym OREB z usług realizowanych przez zasoby URD, które składają się na JG na RB, to taki zasób URD nie powinien być uwzględniany do świadczenia usług na rzecz OSP, w tym usług bilansujących na RB, we wszystkich OREB, w których PCC EB korzysta z usług (mechanizmu) z wykorzystaniem tych zasobów.
- A.12.2. DUB, który planuje dokonać zgłoszenia PPOSP i OZPG dotyczącego JG, w skład której wchodzi zasób URD, musi uwzględniać określone przez PCC EB bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 148
zatwierdzono:	

- A.12.3. Zgłoszenia PPOSP i OZPG dotyczące JG, w odniesieniu do zasobu URD wchodzącego w skład tej JG, spełniają uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej PCC EB, jeżeli:
- 1) moce bilansujące przypisane do zasobu URD nie przekraczają wielkości mocy bilansujących zakwalifikowanych w procesie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, o którym mowa w pkt A.11.2.,
 - 2) moce bilansujące przypisane do zasobu URD nie przekraczają wielkości mocy przyłączeniowej oraz dopuszczalnych wielkości mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej PCC EB lub pobieranej z tej sieci wynikających z umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej lub umowy o przyłączenie,
 - 3) URD spełnia wymagania określone w pkt A.12.6.
- A.12.4. DUB może uwzględnić dany zasób URD w zgłoszeniu PPOSP i OZPG, pod warunkiem spełniania wymagań odnoszących się do DUB i tego zasobu URD, określonych w WDB oraz w IRiESD.
- A.12.5. PCC EB w dobie n-1 do godz. 14:00 przekazuje DUB informacje o zaplanowanych do ww. godziny:
- 1) zasobach URD, z których PCC EB zamierza w dobie n skorzystać do realizacji usług (mechanizmu) na rzecz PCC EB,
 - 2) zasobach URD, których DUB może wykorzystywać w ograniczonym zakresie lub nie powinien wykorzystywać do świadczenia usług na rzecz OSP, w przypadku, gdy ich wykorzystanie może prowadzić do wystąpienia przypadków, o których mowa w pkt A.12.8. ppkt 2) – 7).
- DUB w dobie n-1 do godz. 15:00 przekazuje PCC EB informacje dotyczące planowanego uwzględnienia przez DUB danego zasobu URD w świadczeniu usług bilansujących w dobie n, w odniesieniu do tych zasobów URD, które DUB planuje uwzględnić w JG, w zgłoszeniu PPOSP i OZPG zgodnie z WDB.
- DUB w dobie n-1 do godz. 16:00 przekazuje PCC EB informacje dotyczące uwzględnienia przez DUB danego zasobu URD w świadczeniu usług bilansujących w dobie n potwierdzone przez OSP.
- Ww. informacje obejmują w szczególności:
- a) wielkości mocy bilansujących,
 - b) określenie OREB, w których zasób URD będzie wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących,
 - c) lokalizację sieciową zasobu URD.
- DUB niezwłocznie przekazuje PCC EB aktualizację ww. informacji, w przypadku aktualizacji zgłoszeń PPOSP i OZPG zgodnie z WDB, zgłoszonych i przyjętych przez OSP po godz. 14:30 doby n-1.
- Szczegółowy zakres i sposób przekazywania powyższych informacji określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.12.

- A.12.6. URD będący właścicielem zasobu wykorzystywanego do świadczenia usług bilansujących musi spełniać również następujące wymagania:
- 1) zapewnić wymianę danych czasu rzeczywistego z systemem ASIX Energy PCC EB w zakresie pomiaru oraz kierunku przepływu mocy czynnej i biernej, a także napięcia w miejscu przyłączenia,
 - 2) zapewnić zdolność do regulacji mocy czynnej i biernej (oraz innych parametrów – w zależności od miejsca przyłączenia) w zakresie określonym w IRiESD oraz Kodeksach sieci – wymaganie dla jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej,
 - 3) umożliwić przyjęcie sygnałów sterowniczych z systemu ASIX Energy PCC EB za pomocą dedykowanego łącza teleinformatycznego – wymaganie dla jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.
- A.12.7. Wymagania, o których mowa w pkt A.12.6., powinny zostać potwierdzone testami sprawdzającymi. Wyniki testów sprawdzających URD przedkłada PCC EB, w terminie 45 dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia wykorzystywania danego zasobu URD do świadczenia usług bilansujących, w celu weryfikacji i potwierdzenia przez PCC EB spełniania tych wymagań.
- W przypadku braku spełniania przez zasób URD wymagań, o których mowa w pkt A.12.6., dany zasób URD nie może być wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących, a DUB nie może uwzględniać tego zasobu w zgłoszeniu PP_{OSP} i OZPG. W takim przypadku PCC EB przekazuje OSP i DUB informację o niespełnianiu przez zasób URD tych wymagań. Powyższe ma również zastosowanie w przypadku, gdy dany zasób przestał spełniać wymagania, o których mowa w pkt A.12.6.
- A.12.8. PCC EB ma prawo wstrzymać, ograniczyć bądź odmówić wykorzystania danego zasobu URD do świadczenia usług bilansujących, w szczególności w następujących przypadkach:
- 1) korzystania przez PCC EB z zasobów URD zgodnie z pkt A.12.1.,
 - 2) wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej,
 - 3) wstrzymania lub ograniczenia świadczenia przez PCC EB Dystrybucja usług dystrybucji zgodnie z zapisami umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej zawartej z URD,
 - 4) stanu pracy sieci dystrybucyjnej, w tym stanów n-1, w których możliwości wprowadzenia mocy czynnej (stosownie do wielkości mocy bilansujących) do sieci dystrybucyjnej PCC EB lub pobierania mocy czynnej z tej sieci będą ograniczone,
 - 5) przekroczenia dopuszczalnych obciążeń prądowych elementów infrastruktury sieciowej PCC EB,

6) pogorszenia warunków pracy sieci dystrybucyjnej w zakresie napięć w poszczególnych węzłach sieci.

A.12.9. PCC EB rekompensuje wynikające z WDB koszty DUB związane ze świadczeniem usług bilansujących z wykorzystaniem danego zasobu URD, w przypadku, gdy ich powstanie wynika z korzystania z prawa pierwszeństwa, o którym mowa w pkt A.12.1. Rekompensata kosztów nie obejmuje przypadków, gdy powstanie kosztów jest skutkiem:

1) korzystania z usług, o których mowa w pkt A.12.1., w odniesieniu do zasobów URD, dla których PCC EB przekazał DUB informacje, o których mowa w pkt A.12.5. ppkt 1) lub 2), lub

2) przypadków, o których mowa w pkt A.12.8. ppkt 2) – 6).

Szczegółowe zasady ww. rekompensaty kosztów określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.12.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci dystrybucyjnej PCC EB. Wzór wniosku jest przygotowywany przez PCC EB i opublikowany na stronie internetowej PCC EB. Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URD_O nie będącymi URD_O w gospodarstwie domowym.

Wzory wniosków opracowuje PCC EB i publikuje na stronie internetowej PCC EB.

B.2. PCC EB w terminie:

a) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,

b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż w lit. a)

wysyła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy, albo
- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez PCC EB i uzgodnionej przez PCC EB i URD_O, powinna być dostarczona PCC EB

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 151
zatwierdzono:	

nie później niż do dnia otrzymania przez PCC EB powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., z zastrzeżeniem pkt B.7.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD_o w gospodarstwie domowym zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, PCC EB zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

- B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD_o ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD_o ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.
- B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez PCC EB dla URD posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy PCC EB a sprzedawcą oraz w IRiESD.
- B.5. W przypadku zawarcia przez URD_o z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z PCC EB, której stroną był ten URD_o. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usług kompleksowej, określa rozdział F.
- B.7. Dla URD_o posiadającego umowę kompleksową nie będącego URD_o w gospodarstwie domowym, dopuszcza się zawarcie umowy dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD_o wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URD_o (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej PCC EB) obejmującego zgodę URD_o na zawarcie umowy dystrybucji z PCC EB, na warunkach wynikających z:
- a) wzoru umowy dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej PCC EB i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - b) taryfy PCC EB oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej PCC EB,
 - c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o

ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z Taryfą PCC EB oraz wzorem umowy, o którym mowa w lit. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy dystrybucji pomiędzy URD_o a PCC EB następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, PCC EB wysyła do URD_o potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucji. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_o będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucji bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URD_o będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_o żąda rozpoczęcia świadczenia przez PCC EB usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni kalendarzowych na odstąpienie od umowy dystrybucji zawartej na odległość albo poza lokalem PCC EB, liczonego od dnia jej zawarcia. Oświadczenie złożone przez URD_o zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie PCC EB sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia PCC EB oryginału oświadczenia URD_o albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania, w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone sprzedawcy.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny ustalony między OSD i sprzedawcą sposób.

PCC EB informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej PCC EB, z co najmniej 10- dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez PCC EB nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej PCC EB, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez PCC EB.

B.8. W przypadku zawarcia przez URD_o z PCC EB umowy dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez PCC EB.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB oraz wprowadzonej do tej sieci, dla:

1) URD_w,

2) URD_{ME},

3) URD_o wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, którzy nie korzystają z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a Ustawy OZE
odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z PCC EB.

Powyższe nie dotyczy:

a) URD_o w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej,

b) URD, o których mowa w ppkt 1) – 2) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej - wówczas świadczenie usług dystrybucji dla takiego URD w zakresie energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z PCC EB,

c) URD, o których mowa w ppkt 3) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej.

Umowa dystrybucji z URD, o których mowa ppkt 1) – 3) jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., przy czym w przypadku URD_w lub URD_{ME} warunkiem jej zawarcia jest ustanowienie POBz.

Ustanowienie POBz następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB oraz wprowadzonej do tej sieci, z URD_o wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy dystrybucji, z wyłączeniem;

1) Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

2) URD_o w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 154
zatwierdzono:	

pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej.

- B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- B.12 W przypadku złożenia, zgodnie z pkt. D.2.12., przez sprzedawcę i przyjęcia przez PCC EB oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży, o którym mowa w pkt. D.2.4., umowa dystrybucji, o której mowa:
- a) w pkt. B.7. ulega rozwiązaniu w dniu przyjęcia przez PCC EB oświadczenia o anulowaniu powiadomienia, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń. W takim przypadku PCC EB, nie wysyła do URDo potwierdzenia treści zawartej umowy dystrybucji, o którym mowa w pkt. B.7.;
- b) w pkt. B.2. nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez PCC EB do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.
- B.13 Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

- C.1.1. Administrowanie danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej PCC EB prowadzi PCC EB z zastrzeżeniem przekazywania danych pomiarowych pozyskanych przez PCC EB dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, które dokonywane jest za pośrednictwem OSDp.
- C.1.2. Administrowanie przez PCC EB danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:
- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej PCC EB,
 - c) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - d) udostępnianie OSDp, POBz, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. PCC EB pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). PCC EB pozyskuje te dane w postaci:
- a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu
 - b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.
- Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.
- PCC EB pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:
- 1) 1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
 - 2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych

między PCC EB, a URD albo umów kompleksowych zawartych między sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PCC EB harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

- C.1.4. PCC EB wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2. lit. c) i C.1.2. lit. d), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej PCC EB i wprowadzoną do tej sieci.
- C.1.5. PCC EB wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:
- a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub
 - b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub
 - c) zastępczych danych pomiarowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub
 - d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez PCC EB danych pomiarowych, PCC EB wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.
- C.1.7. PCC EB wyznacza zastępcze dane pomiarowe:
- 1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
 - a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub
 - b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;
 - 2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem

sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

PCC EB wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

- 1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
- 2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe..

C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez PCC EB rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od PCC EB, PCC EB wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
- 2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.

C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez PCC EB dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji PCC EB na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.8. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, PCC EB wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:

- a) OSDp jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRIESD OSDp i w umowie z OSDp,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 158
zatwierdzono:	

b) POB_Z jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_W i URD_{ME},

c) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, PCC EB udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) Sprzedawcom:

- o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy PCC EB, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez PCC EB, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy PCC EB, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
- za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich pozyskaniu przez PCC EB zgodnie z pkt. C.1.3. lit. a),
- oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację.

b) URD:

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

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, PCC EB w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

Sposób udostępniania sprzedawcom danych pomiarowych wskazanych w pkt C.1.11. lit. a) określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.8.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 159
zatwierdzono:	

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

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

i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, PCC EB przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. b) i c).

2) URD, korygowane są w przypadku:

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

W przypadku korekty danych pomiarowych, PCC EB przekazuje sprzedawcy skorygowane dane. PCC EB dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

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

C.1.15. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy PCC EB, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.1.16. PCC EB w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

PCC EB w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.1.17. PCC EB wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 160
zatwierdzono:	

- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- C.1.18. PCC EB po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:
- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
 - 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
 - 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- C.1.19. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w LSPR.
- C.1.20. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to PCC EB ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.
- C.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym PCC EB.
- C.1.22. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.21., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:
- 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
 - 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 162</i>
zatwierdzono:	

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

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., URD powinien mieć zawartą umowę dystrybucji z PCC EB albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą, przy czym URD w gospodarstwie domowym powinien mieć zawartą ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.
- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8.
- D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego przez PCC EB maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.
- Dla URD przyłączonych do sieci PCC EB na niskim napięciu, PCC EB może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:
- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do PCC EB najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez PCC EB,
 - a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1,
 - 2) ostatniego posiadanego przez PCC EB odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji za który PCC EB posiada odczytane wskazania.
- D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez PCC EB do realizacji nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.2.
- D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak

- tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POBz wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.
- D.1.7. Sprzedawca informuje PCC EB o dacie wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej nie później niż na 21 dni kalendarzowych oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej. W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, PCC EB będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży albo umowę kompleksową do 21 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez PCC EB od sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy, o której mowa w pkt D.2. Sprzedawca rezerwowy informuje PCC EB o dacie wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej nie później niż na 5 dni kalendarzowych oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej. W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę rezerwowego tego terminu, PCC EB będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży rezerwowej albo rezerwową umowę kompleksową do 5 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez PCC Eb od sprzedawcy rezerwowego, chyba że w
- a) terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy, o której mowa w pkt D.2. .
- D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.
- D.1.9. Wymiana informacji między PCC EB i sprzedawcami odbywa się w formie pisemnej.
- D.1.10. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie:
- a) umowy dystrybucji pomiędzy PCC EB, a URD nie będącym URD w gospodarstwie domowym – w przypadku zawarcia przez tego URD umowy sprzedaży, albo
- b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.
- D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 164
zatwierdzono:	

Umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

- D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- D.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia PCC EB o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej z konsumentem, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument nie złożył żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia PCC EB o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej PCC EB).

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia PCC EB o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku, gdy umowy te zostały zawarte poza lokalem przedsiębiorstwa z URD w gospodarstwie domowym.

- D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia PCC EB, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć PCC EB oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.6. PCC EB w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

PCC EB dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F.

- D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.4. zawiera błędy lub braki formalne PCC EB informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia. Listę kodów określających braki i błędy określa załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.8. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w pkt. D.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, PCC EB dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., informując o tym sprzedawcę który przedłożył powiadomienie.

- D.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie nie później niż 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez PCC EB, chyba, że w powiadomieniu tym określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.2.4.
- D.2.10. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.
- D.2.11 W przypadku otrzymania przez PCC EB, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, PCC EB przyjmie do realizacji umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, dla której otrzymał powiadomienie jako pierwsze, z zachowaniem terminów, o których mowa w pkt D.2.4.
- D.2.12. Sprzedawca który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., może w terminie do 5 dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Na skutek złożenia oświadczenia o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4, dochodzi do rozwiązania umowy dystrybucyjnej z mocą porozumienia stron, z dniem złożenia tego oświadczenia. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. W takim przypadku PCC EB nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem. Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec PCC EB. Sprzedawca, informuje URD - w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4 i rozwiązaniu umowy dystrybucyjnej z mocą porozumienia stron.
- D.2.13. W przypadku anulowania przez sprzedawcę powiadomienia zgodnie z pkt. D.2.12.:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 166
zatwierdzono:	

- 1) dla URD nie będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, PCC EB będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy kompleksowej, a jeżeli sprzedawca poinformował PCC EB o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7., PCC EB zawrze zgodnie z pkt A.7. rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym albo umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu
- 2) dla URD, który posiada zawartą rezerwową umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, PCC EB będzie kontynuował realizację rezerwowej umowy kompleksowej, a jeżeli sprzedawca poinformował PCC EB o dacie rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. – PCC EB zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;
- 3) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, PCC EB będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży zgodnie z punktem D. 1.7. – PCC EB zawrze zgodnie z punktem A.8. umowę sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą rezerwowym albo umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;
- 4) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży rezerwowej z dotychczasowym sprzedawcą, PCC EB będzie kontynuował umowę sprzedaży rezerwowej, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z pkt D.1.7. – PCC EB zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 167
zatwierdzono:	

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.3.1. PCC EB udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez PCC EB:
- na stronach internetowych PCC EB,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych PCC EB,
 - w siedzibie PCC EB.
- D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:
- osobiście w siedzibie PCC EB,
 - listownie na adres PCC EB,
 - pocztą elektroniczną,
 - faksem,
 - telefonicznie.
- PCC EB udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.
- D.3.4. PCC EB informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurze zmiany sprzedawcy,
 - wymaganych umowach,
 - prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień,
 - zasadach ustanawiania i zmiany POBz,
 - warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- D.3.5. Adresy pocztowe, adresy email oraz numery faksu niezbędne do kontaktu z PCC EB zamieszczone są na stronie internetowej PCC EB oraz na fakturach wystawianych przez PCC EB.

- D.3.6. Na wniosek URD, PCC EB przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt A.3.7 lit. a) lub b).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		<i>Strona: 169</i>
zatwierdzono:		

E ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

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

POB_Z jest ustanawiany przez:

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

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

POB_Z może być wyłącznie podmiot, który posiada także zawartą umowę dystrybucyjną w tym zakresie z OSDp. Sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} nie może wskazać innego POB_Z w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z PCC EB, niż ten, który został wskazany w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z OSDp.

- E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany przez OSDp. Natomiast w procesie tym bierze udział PCC EB według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca, URD_W, URD_{ME} lub nowy POB_Z powiadamia PCC EB oraz OSDp, na formularzu, który jest zamieszczony na stronie internetowej OSDp, 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) OSDp dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRiESD OSDp oraz zawartymi umowami dystrybucji
- 3) Nowy POB_Z musi mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z zarówno z OSDp jak i z PCC EB.
- 4) Zarówno w przypadku sprzedawcy jak i w przypadku URD_W lub URD_{ME} weryfikacji powiadomień określonych powyżej dokonuje OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp.
- 5) W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o zmianie POB_Z OSDp informuje sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, dotychczasowego POB_Z i nowego POB_Z o dacie, w której następuje zmiana POB. Sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o powyższym PCC EB, przedkładając kopię informacji otrzymanej od OSDp oraz wystąpić o zmianę generalnej umowy dystrybucyjnej z PCC EB w takim terminie, aby zmiana ta była możliwa przed datą zmiany

POB_Z. Następnie PCC i EB dokonują zmiany generalnej umowy dystrybucyjnej w zakresie określenia POB_Z.

- 6) W przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia o zmianie POB OSDp informuje niezwłocznie nowego POB_Z oraz sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji. Sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o powyższym PCC EB.

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

- E.3. Ustanowienie lub zmiana POB_Z następuje z pierwszym dniem określonym przez OSDp pod warunkiem że do tego czasu zostanie zmieniona - w zakresie określenia POB_Z- umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez PCC EB ze sprzedawcą, URD_W URD_{ME} oraz zawarta lub zmieniona umowa o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PCC EB i nowym POB_Z.
- E.4. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.3., w przypadku, gdy POB_Z wskazany przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, 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 dla URD_O lub na PCC EB w przypadku utraty POB_Z przez URD_W.
- E.5. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie POB_Z, wówczas URD_W, w porozumieniu z PCC EB, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PCC EB, a PCC EB ma prawo do wyłączenia tego URD_W, bez ponoszenia przez PCC EB 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 PCC EB a URD_W lub URD_{ME}.
- E.6. PCC EB niezwłocznie po uzyskaniu od OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym 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 lub URD_W jest zobowiązany do zmiany POB_Z. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania

działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.

- E.7. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania PCC EB oraz wyżej wymienionego sprzedawcy. URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.
- E.8. Powiadomienie PCC EB o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB_Z i sprzedawcą, POB_Z i URD_W lub POB_Z i URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

- F.1.1. Powiadamanie o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt. D.2.
- F.1.2. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez PCC EB.
- F.1.3. Zawartość formularza powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.2. określa Załącznik nr 2 do IRiESD.
- F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez PCC EB od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.
- F.1.5. Strony umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania PCC EB o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać z wyprzedzeniem co najmniej 7-u dni kalendarzowych.
- F.1.6. Dla umów sprzedaży albo umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do PCC EB za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. – przy czym dla URD w gospodarstwie domowym sprzedawca może zgłosić wyłącznie umowę kompleksową. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez PCC EB, z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8. W tym czasie PCC EB informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku pozytywnej weryfikacji następuje zabudowa układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podanie napięcia, a następnie PCC EB informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej.
- F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucji bez dokonywania zmiany sprzedawcy jest możliwe tylko dla URD nie będących URD w gospodarstwie domowym i wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt. D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.
- F.1.8. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-

rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

F.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- F.2.1. PCC EB dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych, pod względem ich kompletności, zgodności z umowami o których mowa w pkt. A.4.3. oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESD.
- F.2.2. PCC EB przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 3 do IRiESD.
- F.2.3. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt. D.2.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.
- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży albo o umowach kompleksowych, o których mowa w pkt. F.1.1., PCC EB przystępuje do konfiguracji PPE oraz rozpoczyna przekazywanie danych pomiarowych OSDp zgodnie z zasadami określonymi w pkt. A.6.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. PCC EB określa standardowe profile zużycia (profile), które są zbiorami danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez daną grupę odbiorców końcowych. Z uwagi na fakt, iż zgodnie z IRiESD OSDp - wyznaczanie i przekazywanie do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp, - to PCC EB stosuje profile zgodnie z IRiESD OSDp, o których mowa w poniższych tabelach od T.1. do T.6.
- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, PCC EB na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
 - d) charakteru odbioru (potrzeb, na jakie używana jest energia elektryczna),
- przydziela odpowiedni profil.
- Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez PCC EB na potrzeby, o których mowa w pkt C.1.2.
- G.3. W przypadku zmiany parametrów dla danego PPE, o których mowa w pkt. G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia PCC EB. W takim przypadku PCC EB dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu dla danego PPE.
- G.4. Standardowe profile zużycia opracowano dla następujących grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie PCC EB, zatwierdzonej przez Prezesa URE:
- Profil C – Odbiorcy z grupy taryfowej C11 z zasilaniem 1-fazowym,
 - Profil D – Odbiorcy z grupy taryfowej C11 z zasilaniem 3-fazowym,
 - Profil E – Odbiorcy z grupy taryfowej C12a,
 - Profil F – Odbiorcy z grupy taryfowej C12b,
 - Profil O – Odbiorcy typu oświetleniowego z grupy taryfowej C12a i C12b, których urządzenia są sterowane zegarami zmierzchowymi, lub analogicznymi urządzeniami sterującymi,
 - Profil R – Odbiorcy przyłączani do sieci OSD w grupie taryfowej R
- G.5. Powyższe standardowe profile zużycia posiadają następującą sezonowość.
- 4 Sezony:
 - Wiosna: okres od 1 marca do 31 maja roku kalendarzowego,
 - Lato: okres od 1 czerwca do 31 sierpnia roku kalendarzowego,
 - Jesień: okres od 1 września do 30 listopada roku kalendarzowego,

- Zima: okres od 1 grudnia do 28 lutego roku kalendarzowego.
- 2 Sezony:
 - Lato: okres od 1 kwietnia do 31 września roku kalendarzowego,
 - Zima: okres od 1 października do 31 marca roku kalendarzowego.
- 1 Sezon:
 - Cały Rok: okres od 1 stycznia do 31 grudnia roku kalendarzowego.

G.6

W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na RB jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinowe ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 176</i>
zatwierdzono:	

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 177</i>
zatwierdzono:	

Tabela T1. Profil C

TYP	Odbiorcy z grupy taryfowej C11 z zasilaniem 1-fazowym											
C	WIOSNA			LATO			JESIEŃ			ZIMA		
	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta
01:00	0,073548	0,073838	0,073381	0,082866	0,085219	0,082615	0,07213	0,072969	0,072273	0,090779	0,094044	0,089963
02:00	0,069509	0,070205	0,06802	0,078633	0,081057	0,078862	0,0674	0,069101	0,068199	0,085199	0,086774	0,086204
03:00	0,067398	0,069905	0,068621	0,074697	0,07638	0,075443	0,0651	0,066705	0,064281	0,081836	0,083825	0,083397
04:00	0,062599	0,06498	0,064589	0,068998	0,069441	0,068272	0,063247	0,064811	0,063836	0,079862	0,081562	0,081023
05:00	0,06026	0,061966	0,060609	0,064639	0,0655	0,061751	0,062364	0,063883	0,062011	0,078252	0,079878	0,078081
06:00	0,062247	0,063592	0,05735	0,067532	0,069802	0,060951	0,063747	0,064048	0,05885	0,08177	0,082555	0,077646
07:00	0,072271	0,069858	0,054687	0,079076	0,078209	0,061076	0,075241	0,068186	0,05646	0,100026	0,091513	0,077385
08:00	0,086576	0,085366	0,059161	0,092372	0,094524	0,066623	0,088945	0,081233	0,059426	0,119676	0,111156	0,084006
09:00	0,108345	0,108546	0,066937	0,114463	0,116092	0,078166	0,108834	0,101825	0,06369	0,144173	0,141149	0,091569
10:00	0,130518	0,128056	0,071375	0,133568	0,137884	0,08344	0,128646	0,1205	0,06654	0,17247	0,165059	0,093343
11:00	0,151536	0,151531	0,082996	0,154611	0,159486	0,099232	0,144757	0,136466	0,07641	0,194985	0,185898	0,101534
12:00	0,168661	0,165542	0,090065	0,170635	0,169999	0,105975	0,155272	0,145921	0,080737	0,212623	0,202139	0,108791
13:00	0,173887	0,164353	0,092346	0,176123	0,169989	0,109235	0,161712	0,150485	0,084147	0,219543	0,204195	0,114568
14:00	0,173681	0,150202	0,092208	0,178816	0,156723	0,109911	0,171364	0,14075	0,088205	0,224082	0,190702	0,117515
15:00	0,172215	0,131571	0,089178	0,178704	0,144272	0,106828	0,171736	0,131225	0,089079	0,22332	0,173928	0,117873
16:00	0,173177	0,11014	0,088077	0,179974	0,127878	0,106031	0,172626	0,115068	0,090487	0,226085	0,155223	0,118701
17:00	0,168318	0,101908	0,086888	0,174636	0,119786	0,104401	0,17181	0,107062	0,090035	0,225476	0,138717	0,117196
18:00	0,1491	0,102653	0,085902	0,156531	0,122267	0,100274	0,154132	0,108441	0,091035	0,203739	0,140727	0,120643
19:00	0,128093	0,104485	0,085402	0,139816	0,117873	0,095708	0,145916	0,11234	0,094154	0,186307	0,145709	0,121548
20:00	0,114903	0,106743	0,087951	0,123978	0,110995	0,094158	0,133901	0,113271	0,096174	0,171091	0,146182	0,120376
21:00	0,111482	0,109307	0,092945	0,121848	0,111017	0,096842	0,12408	0,113426	0,096003	0,151322	0,1398	0,118281

22:00	0,109538	0,105733	0,093943	0,121677	0,111236	0,103036	0,111311	0,108912	0,094848	0,138827	0,133043	0,115997
23:00	0,087963	0,08651	0,079426	0,098246	0,095572	0,089835	0,088042	0,084607	0,078348	0,112396	0,109289	0,096482
24:00	0,077813	0,078845	0,073891	0,088524	0,087723	0,083762	0,078917	0,077237	0,071916	0,101106	0,098556	0,088474

Tabela T2. Profil D

TYP	Odbiorcy z grupy taryfowej C11 z zasilaniem 3-fazowym											
D	WIOSNA			LATO			JESIEŃ			ZIMA		
	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta
01:00	0,076097	0,092266	0,084719	0,082519	0,101572	0,106678	0,070885	0,087369	0,090340	0,080582	0,093341	0,084770
02:00	0,071406	0,092392	0,081594	0,078852	0,098480	0,108529	0,066975	0,084782	0,090709	0,075273	0,088890	0,085349
03:00	0,070927	0,088125	0,082431	0,075069	0,093530	0,102608	0,065468	0,082012	0,086264	0,074077	0,086176	0,083015
04:00	0,068899	0,082906	0,079678	0,072993	0,085772	0,098045	0,064722	0,074262	0,082415	0,071737	0,082951	0,079909
05:00	0,067912	0,075325	0,075455	0,070345	0,075498	0,088614	0,064110	0,064380	0,074978	0,071021	0,075528	0,074975
06:00	0,074840	0,073467	0,069270	0,075789	0,073940	0,080115	0,069329	0,065396	0,068852	0,075462	0,072974	0,071361
07:00	0,084548	0,083665	0,064181	0,090076	0,084810	0,074095	0,082517	0,077417	0,063991	0,083934	0,079183	0,067847
08:00	0,104342	0,091029	0,059948	0,107737	0,095649	0,074580	0,100620	0,084772	0,061997	0,100899	0,087320	0,065673
09:00	0,140510	0,108527	0,064115	0,137001	0,114623	0,080461	0,127852	0,103613	0,066951	0,130523	0,107943	0,070543
10:00	0,160013	0,122301	0,069175	0,159311	0,132151	0,084905	0,150763	0,115899	0,071812	0,154002	0,126058	0,073793
11:00	0,173849	0,137216	0,077155	0,178126	0,153164	0,094177	0,162426	0,131892	0,077021	0,170620	0,139827	0,076047
12:00	0,176954	0,139962	0,081427	0,181473	0,159999	0,099475	0,165837	0,136044	0,082807	0,176381	0,149661	0,082226
13:00	0,180995	0,140465	0,083274	0,184893	0,160609	0,103731	0,168199	0,134887	0,086149	0,179784	0,148486	0,087531
14:00	0,182471	0,132379	0,084166	0,183949	0,153050	0,104736	0,170489	0,129488	0,088066	0,184339	0,144017	0,088210
15:00	0,179059	0,117034	0,082559	0,181543	0,138246	0,105375	0,169792	0,117224	0,085907	0,185028	0,133663	0,085642
16:00	0,171474	0,111115	0,078799	0,177159	0,134237	0,103717	0,164714	0,110455	0,082209	0,181597	0,124334	0,081229
17:00	0,158825	0,103555	0,076725	0,170210	0,131474	0,100943	0,158537	0,108338	0,079867	0,177924	0,118444	0,079780

18:00	0,148758	0,096954	0,077354	0,157739	0,129575	0,098656	0,149036	0,103396	0,078843	0,168956	0,113402	0,078843
19:00	0,132016	0,094284	0,076695	0,143281	0,128608	0,095235	0,136200	0,106203	0,077539	0,157036	0,111229	0,081999
20:00	0,116405	0,096086	0,078896	0,128948	0,124478	0,093439	0,119322	0,102878	0,076972	0,138670	0,109345	0,083522
21:00	0,111409	0,094822	0,081140	0,123498	0,121463	0,093587	0,108072	0,096323	0,077304	0,125579	0,104342	0,086945
22:00	0,100970	0,091637	0,077697	0,115393	0,119084	0,090768	0,098838	0,094922	0,074683	0,113367	0,099955	0,084347
23:00	0,088024	0,087231	0,075851	0,100932	0,112212	0,082449	0,085673	0,092786	0,071342	0,099214	0,096908	0,082238
24:00	0,085838	0,085914	0,075394	0,092766	0,109883	0,081626	0,081300	0,092371	0,072831	0,093052	0,091074	0,077571

Tabela T3. Profil E

TYP	Odbiorcy z grupy taryfowej C12a											
E	WIOSNA			LATO			JESIEŃ			ZIMA		
	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta
01:00	0,083543	0,090211	0,081680	0,084150	0,094938	0,086372	0,080732	0,086735	0,083272	0,108085	0,117748	0,111474
02:00	0,080165	0,084473	0,077302	0,083036	0,090872	0,083099	0,075760	0,081008	0,077641	0,103596	0,109578	0,107032
03:00	0,078195	0,083317	0,078744	0,081660	0,087810	0,079496	0,073720	0,077042	0,072234	0,102140	0,105049	0,104358
04:00	0,073293	0,077966	0,076961	0,075915	0,083882	0,075586	0,073526	0,076163	0,070289	0,099704	0,103314	0,102213
05:00	0,068116	0,070230	0,071836	0,067402	0,071057	0,069090	0,071454	0,069739	0,066545	0,096141	0,098292	0,097529
06:00	0,066749	0,067908	0,064145	0,065084	0,065889	0,060247	0,072714	0,070308	0,062525	0,097465	0,098984	0,091906
07:00	0,087940	0,085819	0,068491	0,079712	0,079083	0,060338	0,096483	0,087391	0,070236	0,119828	0,118024	0,098947
08:00	0,099038	0,091851	0,068155	0,094134	0,089866	0,063228	0,117479	0,096726	0,072294	0,140112	0,131131	0,098284
09:00	0,110535	0,099402	0,070871	0,101777	0,097838	0,065637	0,126600	0,106497	0,075994	0,154119	0,144297	0,097275
10:00	0,120100	0,111933	0,071731	0,109072	0,106442	0,072307	0,134994	0,113955	0,080887	0,163335	0,154067	0,094874
11:00	0,128510	0,120012	0,075500	0,118270	0,116501	0,076543	0,139028	0,121611	0,082217	0,171530	0,159605	0,095983
12:00	0,136874	0,131304	0,082743	0,128253	0,127266	0,079721	0,145504	0,131776	0,088562	0,181764	0,169528	0,105310

13:00	0,143972	0,137224	0,085541	0,133353	0,131116	0,085428	0,151953	0,135842	0,093666	0,192254	0,177503	0,109445
14:00	0,147028	0,133692	0,086110	0,137811	0,130712	0,089069	0,153527	0,134778	0,096441	0,197594	0,174618	0,112782
15:00	0,146276	0,121176	0,081913	0,139252	0,123202	0,093708	0,154750	0,130776	0,098045	0,197553	0,165280	0,112594
16:00	0,142080	0,113159	0,079080	0,138250	0,117518	0,096340	0,153178	0,126920	0,098639	0,196341	0,154406	0,113266
17:00	0,141251	0,106789	0,080571	0,137349	0,116494	0,097752	0,149656	0,124581	0,097720	0,193010	0,153119	0,115629
18:00	0,136582	0,102378	0,080232	0,135694	0,112379	0,115490	0,147213	0,121666	0,099767	0,187592	0,150324	0,114238
19:00	0,127517	0,096112	0,077346	0,129638	0,106385	0,094565	0,143189	0,115558	0,096354	0,175994	0,145144	0,111055
20:00	0,120346	0,087729	0,077756	0,125087	0,102050	0,090833	0,131744	0,111094	0,094555	0,164078	0,139483	0,108186
21:00	0,116493	0,091031	0,079403	0,120999	0,096799	0,089310	0,126091	0,104302	0,089756	0,155898	0,135078	0,106752
22:00	0,110902	0,095444	0,085050	0,118661	0,104234	0,093056	0,120584	0,100823	0,085917	0,148244	0,135428	0,107965
23:00	0,095397	0,091329	0,085768	0,105319	0,099551	0,091134	0,100637	0,095431	0,080935	0,130962	0,128408	0,104359
24:00	0,090811	0,086910	0,081628	0,094631	0,092009	0,086067	0,087655	0,088305	0,078505	0,118086	0,119965	0,102770

Tabela T4. Profil F

TYP	Odbiorcy z grupy taryfowej C12b					
F	LATO			ZIMA		
	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta
01:00	0,107354	0,104283	0,090644	0,136938	0,130793	0,104597
02:00	0,105228	0,100377	0,087057	0,13455	0,127097	0,101297
03:00	0,104157	0,099838	0,083201	0,133935	0,126588	0,098452
04:00	0,099684	0,096813	0,081431	0,129403	0,123964	0,097529
05:00	0,090692	0,088326	0,074604	0,126648	0,121972	0,098326
06:00	0,083931	0,082887	0,067918	0,126842	0,120857	0,099298
07:00	0,087972	0,083863	0,063687	0,127141	0,119855	0,093058
08:00	0,105207	0,095249	0,065812	0,139136	0,124467	0,090139
09:00	0,113576	0,104192	0,06994	0,144453	0,127732	0,088424
10:00	0,116984	0,102521	0,07007	0,148692	0,124221	0,083031
11:00	0,117136	0,100661	0,071242	0,14538	0,117828	0,079923
12:00	0,121182	0,104319	0,075962	0,145593	0,115958	0,078441
13:00	0,12179	0,102887	0,074743	0,145602	0,115982	0,080518
14:00	0,123476	0,101228	0,078136	0,150761	0,115898	0,087438
15:00	0,119163	0,097573	0,079228	0,147751	0,113782	0,091428
16:00	0,112565	0,09024	0,078301	0,14022	0,104823	0,091223
17:00	0,107306	0,086236	0,079222	0,138216	0,107928	0,098492
18:00	0,103588	0,087829	0,08323	0,133936	0,107473	0,102698
19:00	0,101241	0,090516	0,087185	0,133402	0,113345	0,109363
20:00	0,101189	0,091541	0,089457	0,136411	0,117845	0,114755
21:00	0,104731	0,095024	0,092426	0,135864	0,119071	0,119003
22:00	0,112307	0,101216	0,102939	0,142297	0,120421	0,12699
23:00	0,114622	0,101722	0,105505	0,142543	0,11811	0,12768
24:00	0,1082	0,096041	0,100187	0,136862	0,113305	0,125511

Tabela T5. Profil O

TYP	Odbiorcy typu oświetleniowego z grupy taryfowej C12a i C12b, których urządzenia są terowane zegarami zmiernchowymi, lub analogicznymi urządzeniami sterującymi											
O	Stvczeń	Lutv	Marzec	Kwiecie	Mai	Czerwie	Lipiec	Sierpień	Wrzesie	Październi	Listona	Grudzie
	Robocze, Sobota, Niedziela i Święta											
1	0.05882	0.06349	0.07143	0.08334	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07692	0.06667	0.0606	0.0588
2	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07692	0.06666	0.0606	0.0588
3	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07693	0.06667	0.0606	0.0588
4	0.05882	0.06349	0.07143	0.08334	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07692	0.06667	0.0606	0.0588
5	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.07500	0	0.05404	0.09091	0.07692	0.06666	0.0606	0.0588
6	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0	0	0	0.02272	0.07692	0.06667	0.0606	0.0588
7	0.05882	0.06349	0.07142	0	0	0	0	0	0	0.06667	0.0606	0.0588
8	0.05882	0.04765	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0454	0.0588
9	0.01474	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0147
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0.04414	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0454	0.0441
17	0.05882	0.06349	0	0	0	0	0	0	0	0.06666	0.0606	0.0588
18	0.05882	0.06349	0.07142	0	0	0	0	0	0.07693	0.06667	0.0606	0.0588
19	0.05882	0.06349	0.07143	0.08334	0.02500	0	0	0.06818	0.07692	0.06667	0.0606	0.0588
20	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.05880	0.08108	0.09091	0.07692	0.06666	0.0606	0.0588
21	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07693	0.06667	0.0606	0.0588
22	0.05882	0.06349	0.07143	0.08334	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07692	0.06667	0.0606	0.0588
23	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07692	0.06666	0.0606	0.0588
24	0.05882	0.06349	0.07143	0.08333	0.10000	0.11765	0.10811	0.09091	0.07693	0.06667	0.0606	0.0588
Raze	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.0000	1.0000

Tabela T6. Profil R

TYP	Odbiorcy przyłączani do sieci OSD w grupie taryfowej R		
R	CAŁY ROK		
	Robocze	Sobota	Niedziela i Święta
01:00	0,114155	0,114155	0,114155
02:00	0,114155	0,114155	0,114155
03:00	0,114155	0,114155	0,114155
04:00	0,114155	0,114155	0,114155
05:00	0,114155	0,114155	0,114155
06:00	0,114155	0,114155	0,114155
07:00	0,114155	0,114155	0,114155
08:00	0,114155	0,114155	0,114155
09:00	0,114155	0,114155	0,114155
10:00	0,114155	0,114155	0,114155
11:00	0,114155	0,114155	0,114155
12:00	0,114155	0,114155	0,114155
13:00	0,114155	0,114155	0,114155
14:00	0,114155	0,114155	0,114155
15:00	0,114155	0,114155	0,114155
16:00	0,114155	0,114155	0,114155
17:00	0,114155	0,114155	0,114155
18:00	0,114155	0,114155	0,114155
19:00	0,114155	0,114155	0,114155
20:00	0,114155	0,114155	0,114155
21:00	0,114155	0,114155	0,114155
22:00	0,114155	0,114155	0,114155
23:00	0,114155	0,114155	0,114155
24:00	0,114155	0,114155	0,114155

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (poczta elektroniczna) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).
- H.3. W przypadkach umów kompleksowych zawartych ze sprzedawcą innym niż PCC EB - postępowanie reklamacyjne realizowane jest na następujących zasadach:
- URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 7).
 - URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z PCC EB umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do PCC EB.
 - Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego sprzedawcy.
- H.4. PCC EB samodzielnie (bez udziału innego niż PCC EB 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 pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się, 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) 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,
 - b) trzyletnim 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 innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 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.
- 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 PCC EB 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 PCC EB.
 - 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 PCC EB.
 - 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).

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową ze sprzedawcą innym niż PCC EB, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do PCC EB. PCC EB dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do PCC EB w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. PCC EB bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. PCC EB niezwłocznie informuje w formie elektronicznej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 186
zatwierdzono:	

sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. PCC EB wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,

- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym PCC EB w terminie 2 dni roboczych. PCC EB realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
- 4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
- 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do PCC EB przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. PCC EB dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. PCC EB niezwłocznie przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie PCC EB,
- 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:
 - a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca przekazuje PCC EB w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych o dnia otrzymania wniosku URD.

PCC EB po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

- 6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez PCC EB bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, PCC EB przekazuje sprzedawcy

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 187
zatwierdzono:	

informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

- ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez PCC EB standardów jakościowych obsługi odbiorców,

- ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

- dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6a) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy PCC EB a sprzedawcą,

6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje PCC EB reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. PCC EB po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do PCC EB w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. PCC EB niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie PCC EB, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do PCC EB kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7), w którym to przypadku PCC EB udziela odpowiedzi bezpośrednio URD i jednocześnie informuje sprzedawcę o treści tej odpowiedzi.

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do PCC EB, na adres:

PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 188
zatwierdzono:	

ul. Szkolna 15
47-225 Kędzierzyn-Koźle

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do PCC EB powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
- c) zgłaszane żądanie;
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a)-d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez PCC EB.

H.8. PCC EB rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do innego niż PCC EB sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń z PCC EB lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy PCC EB,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez PCC EB do sprzedawcy,
- d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami.
- e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, PCC EB we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) – w sposób określony w GUD-K,
- b) w przypadkach o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) - w sposób określony w pkt H.2.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 189
zatwierdzono:	

- H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez PCC EB zgodnie z pkt. H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do PCC EB z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez PCC EB żądania;
 - b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. H.6.
- H.11. PCC EB rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:
- a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo
 - b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.
- PCC EB rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. PCC EB przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej..

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. PCC EB identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. PCC EB identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych,
 - d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez PCC EB na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez PCC EB z wykorzystaniem informacji uzyskiwanych przez PCC EB od OSDp i OSP.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. PCC EB przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PCC EB prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:
- a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;
 - b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;
 - c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PCC EB podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, PCC EB podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona: 192
zatwierdzono:		

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 193</i>
zatwierdzono:	

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona: 194</i>
zatwierdzono:	

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

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FRP	Fizyczny Rejestr Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii
JB	Jednostka bilansowa
JB_{os}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa

JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza typu D przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110kV, o mocy co najmniej 50 MW, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_o	FDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_o, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_w	FDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _w lub URD _{ME} , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MB_{AH}	AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB_{AI}	AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AM}	AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB_{AO}	AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_{AZ}	AFDMB, 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_{AW}	

AFD_{MB}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne
F_{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
F_{MB}	Fizyczne MB
FD_{MB}	F_{MB} , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FZ_{MB}	F_{MB} , w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
w_{MB}	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
NN	Najwyższe napięcia
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji.
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową - TAURON Dystrybucja S.A.

OSDn	PCC Energetyka Blachownia sp. z o.o., działająca jako operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
OZPG	Oferta zintegrowanego procesu grafikowania
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POB _Z ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPE	Punkt Poboru Energii
PPI	Punkt pomiarowy - inny
PP_{OSP}	Program pracy
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
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 minut.
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

Gdzie:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej,

h – rząd wyższej harmoniczej

THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego

URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_o	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_w	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
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.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona: 201
zatwierdzono:	

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma fotowoltaiczna FMB	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia. FMB
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego Fizyczny rejestr pomiarowy	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej. Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD

	przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD w gospodarstwach domowych, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV, d) grupę IV stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW, e) grupę V stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW, f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i 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.
Instalacja odbiorcza	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.

Instalacja odnawialnego źródła energii

Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:

- a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub
 - b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,
- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego

Jednostka bilansowa

Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.

Jednostka grafikowa

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

Jednostka odbiorcza

Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC

Jednostka wytwórcza

Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.

Podział modułów wytwarzania energii:

- a) moduł wytwarzania energii typu A –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz

mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW,

b) moduł wytwarzania energii typu B –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,

c) moduł wytwarzania energii typu C –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW,

d) moduł wytwarzania energii typu D –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

Kod EIC

Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53)

Koordynowana sieć 110kV

Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,

Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Licznik / Licznik energii elektrycznej

Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.

Licznik konwencjonalny

Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączoną do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Miejsce dostarczania	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony 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 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.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POBz a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.

Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
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 pomiędzy OSP a OSD posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiaroworozliczeniowych, 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.

Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii

Łączna moc znamionowa czynna:

- a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,
- b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).

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

Należyta staranność

Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe

Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane

Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

Nielegalne pobieranie energii elektrycznej

Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar 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.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Oferta zintegrowanego procesu grafikowania	Wynikająca z WDB oferta zawierająca dane handlowe i dane techniczne, składająca się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące oraz oferty technicznej, składana przez dostawcę usług bilansujących do OSP w odniesieniu do jednostki grafikowej.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Okres rozliczania niebilansowania	Okres rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez PCC EB.

Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator informacji rynku energii	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii;
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot 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.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

Procedura zmiany sprzedawcy

Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia zmiany sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

Pośredni układ pomiarowy

Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.

Półpośredni układ pomiarowy

Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.

Proces rynku energii

Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.

Programy łączeniowe

Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych

oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.

Program pracy

Wynikający z WDB program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących do OSP w odniesieniu do jednostki grafikowej.

Prosument energii odnawialnej

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na potrzeby własne w mikroinstalacji pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294)

Prosument wirtualny

Prosument wirtualny energii odnawialnej

Prosument wirtualny energii odnawialnej

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Prosument zbiorowy energii odnawialnej

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu Salda dekrementującego.
Przełącznik SCO	Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników
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.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przylącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.

Punkt Poboru Energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej PCC EB.
Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).

Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), z późniejszymi zmianami).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505 z późniejszymi zmianami).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
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
Saldo dekrementujące	Liczbę wyrażoną w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostałą do wykorzystania przez URD ₀ dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku częstotliwości obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.

Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PCC EB dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego, w przypadku, gdy nie jest realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa dla danego PPE przez dotychczasowego sprzedawcę.
Sprzedawca rezerwowi	Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania PCC EB, zapewniające URD przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową.
Sprzedawca zobowiązany	Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1 Ustawy OZE, tj. przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE przez Prezesa URE na obszarze działania PCC EB (albo w przypadku brak możliwości realizacji obowiązków przez tego sprzedawcę – wyznaczone dla obszaru działania OSP) i zobowiązane do

	zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, zgodnie z Ustawą OZE.
Stacja ładowania	a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy – wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
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
Statyzm	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.
System pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.

Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej, oraz udostępniany OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Tryb LFSM-O	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości.
Tryb LFSM-U	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w

	następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.

Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji (o której mowa w art. 5 ust. 3 Ustawy).
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP
Umowa sieciowa	Umowa na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Uruchomienie produkcyjne CSIRE	Data określona w Ustawie OIRE, od której PCC EB rozpoczyna realizację zadań, o których mowa w rozdziale 2d Ustawy.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IZP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 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.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada

2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.

**Wirtualne Miejsce
Dostarczenia Energii
Rynku Bilansującego
(MBwMB)**

Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w MBwMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

**Współczynnik
bezpieczeństwa przyrządu
– FS**

Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.

Wyłączenie awaryjne

Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

**Wymiana
międzysystemowa**

Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Wyprowadzenie URD z
PPE**

Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).

Wytwórca

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.

Zabezpieczenia

Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.

**Zabezpieczenie
nadprądowe zwłoczne**

Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.

**Zabezpieczenie
nadprądowe zwarciove**

Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów

	zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG
Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza, z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
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 lub usługi IZP.
Zastępcze dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
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, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej

Załącznik nr 1

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK
WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ
PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt. II.4.1.5 – II.4.1.7. IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazyny energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.
- 1.2. PCC EB określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.
- 1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.
- 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla PCC EB.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. PCC EB decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

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

- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. PCC EB koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt.2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt.II.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 i pkt 9 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełnić wymagania zawarte w pkt. II.4.5.4.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. PCC EB decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczą zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
 - a) określonego w pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) określonego w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

- 3.7. PCC EB ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczą do sieci dystrybucyjnej.
- 3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo.
- 3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone (dotyczy jednostek remontowanych lub modernizowanych) do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej riN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z PCC EB.
- 3.14. PCC EB może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Załącznik nr 1		Strona: 227
zatwierdzono:		

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

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- 5.5. PCC EB może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z PCC EB .
- 5.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

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

- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$.

- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN:

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

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

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

PCC EB na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie niniejszej IRiESD.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- 8.1 Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD. Dodatkowo jednak Farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB - winny spełniać wymagania analogiczne jak określone w IRiESD OSDp.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

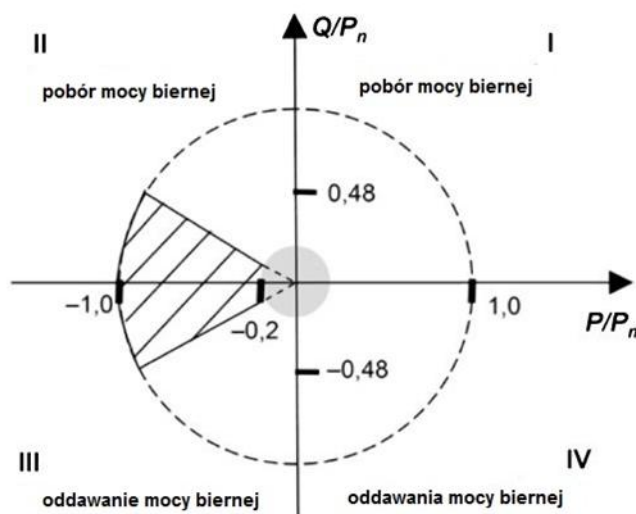
9.1.1. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.1.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez PCC EB w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 2.



Rys. 2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.1.2 Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

- sterowanie mocą bierną w funkcji i napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,

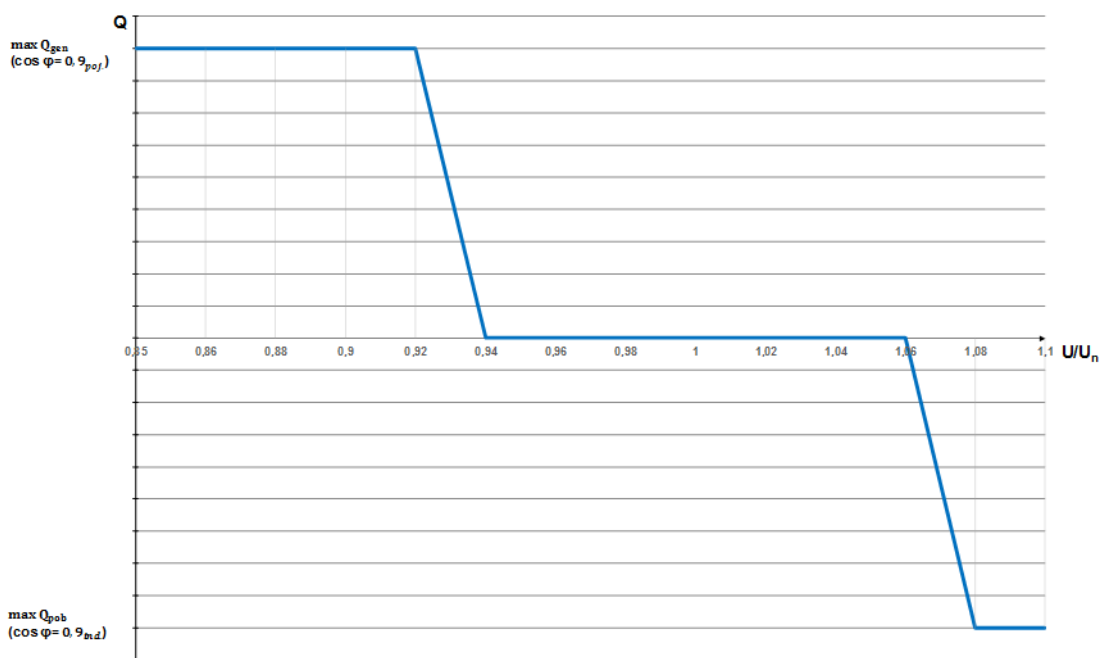
- b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi (P)$), jako tryb alternatywny,
- c) $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

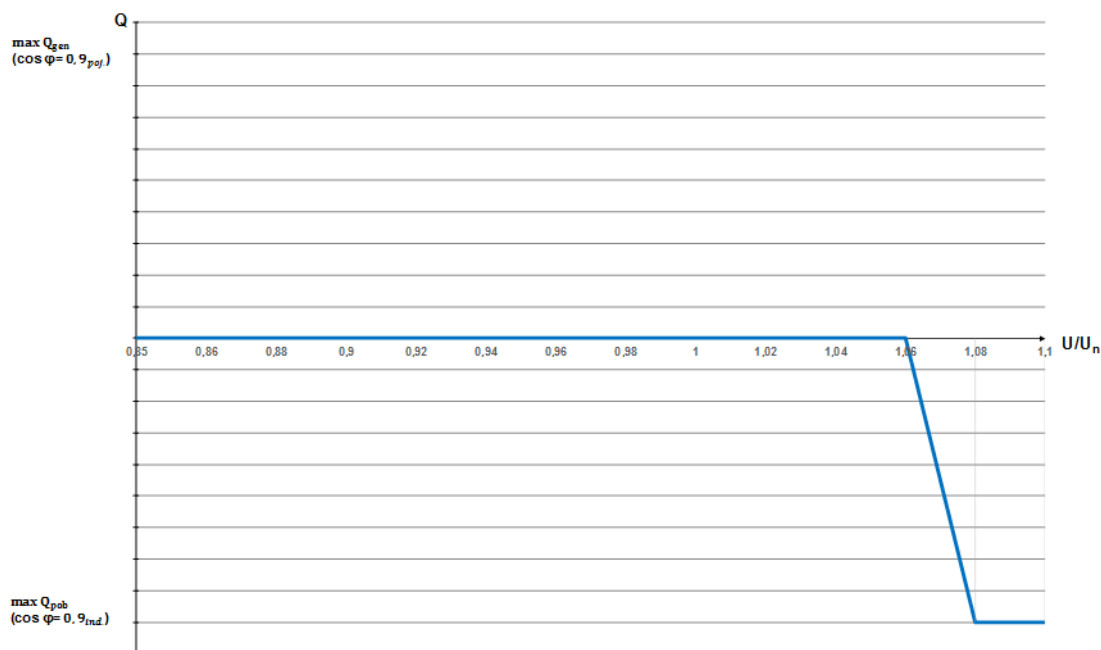
9.1.1.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia -Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między PCC EB, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez PCC EB

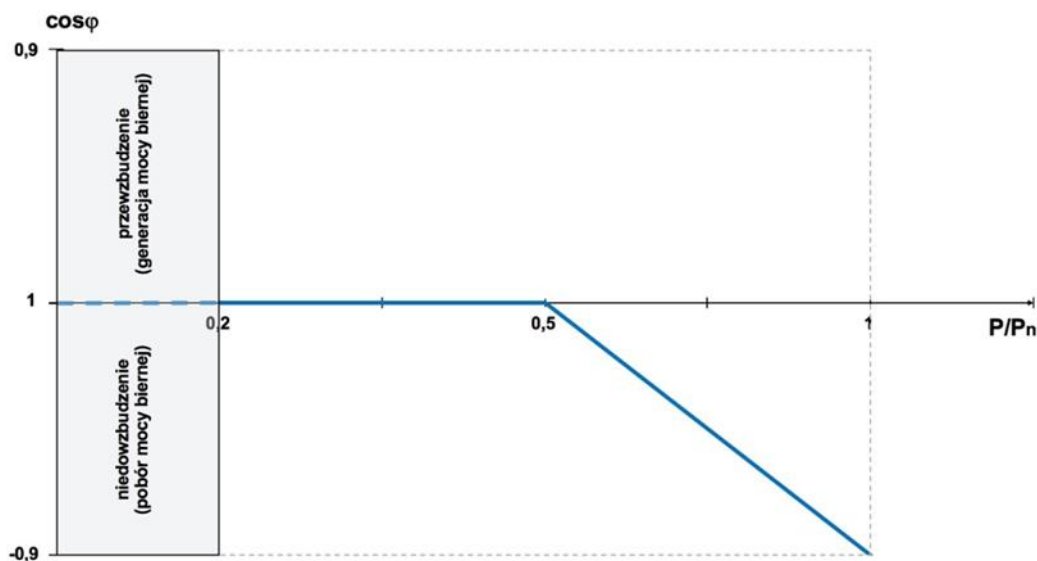


Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez PCC EB

- 9.1.1.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \varphi$ (P):

W trybie $\cos \varphi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys.5.

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez PCC EB

9.1.2. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.2.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowaną większej niż 10kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od PCC EB polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.

9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt. 9.1.2.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC - inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z PCC EB. Urządzenia sterujące dostarcza PCC EB.

9.1.2.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej **1,08** U_n . Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.3.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez PCC EB, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.3.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
ULN	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
ULL	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-

¹⁾ 10-minutowa wartość Średnia, zgodnie z EN50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości Średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

- 9.1.3.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

9.1.4. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- a) Nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) Określenie typu lub numer identyfikacyjny, lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
- c) Moc znamionową,
- d) Napięcie znamionowe,
- e) Częstotliwość znamionowa,
- f) Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu,
- g) oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do PCC EB.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P _n [kW]	P _n ≤ 3,68	3,68 < P _n ≤ 10	10 < P _n ≤ 50
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez PCC EB	-		Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy cennej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i $\cos \varphi$ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem		
Sposób przyłączenia,	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PCC EB.

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w

module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U) Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami PCC EB. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy PCC EB należy zapewnić możliwość:

- 1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),

- 2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
- 3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, niezależnie od własności tego wyłącznika).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

- 11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.
- 11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania, stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRiESD.
- 11.1.4. PCC EB, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PCC EB. OSDp albo OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może, za pośrednictwem służb dyspozytorskich PCC EB, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci PCC EB.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)

- 11.2.1. PCC EB, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, niezależnie od własności tego wyłącznika, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PCC EB. OSDp albo OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci PCC EB, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich PCC EB.
- 11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1.-11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.
- 11.2.3. Postanowienia punktów 11.2.1-11.2.2. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy PCC EB.

Załącznik nr 2

Formularz powiadomienia OSDp przez sprzedawcę o zawartej umowie sprzedaży lub umowie kompleksowej

Pozycja nr	Zawartość
1. *	Data powiadomienia
2. *	Miejscowość
3.	Dane sprzedawcy
3.1. *	nazwa
3.2. *	kod nadany przez OSD (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP)
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (Odbiorcy)
5.1.	nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6.	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	Dane punktu poboru
6.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	miejscowość
6.4.	ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru
6.7.	nr działki (w przypadku braku administracyjnego numeru budynku)

7.	Data rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży/umowy kompleksowej
8.	Planowaną średnioroczną ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży/umową kompleksową w podziale na poszczególne punkty PPE w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości lub gdy podana wartość odbiega od historycznego zużycia, zostanie ona określona przez OSD i traktowana według takich samych zasad jak podana przez URD i/lub sprzedawcę. W takim przypadku OSD nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości
9. *	Kod MB do którego ma być przypisany URD
10. *	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

W przypadku powiadamiania o zawartej umowie kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej PCC EB o napięciu do 1kV, dodatkowe informacje które powinno zawierać powiadomienie określa PCC EB w SWI.

* pozycja niewymagana

Załącznik nr 3

Lista kodów którymi PCC EB informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży oraz umów kompleksowych

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna - brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna - błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna - brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PCC EB a URD
W-04	Weryfikacja negatywna - brak umowy dystrybucji pomiędzy PCC EB a POB _Z sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna - zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna - brak GUD lub GUD-K pomiędzy PCC EB a danym sprzedawcą
W-07	Weryfikacja negatywna - brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB _Z lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

**ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI
ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI**

Część A

Istotne postanowienia GUD-K

GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. PCC EB i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią:
 - 1) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PCC EB (zwana dalej „IRiESD” lub „IRiESD PCC EB”) w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD-K oraz związanych z realizacją GUD-K;
 - 2) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSD nadrzędnego określonego w ust. 2 - (zwana dalej „IRiESD OSDp”) w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD-K oraz związanych z realizacją GUD-K;
 - 3) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE S.A. (zwana dalej ‘IRiESP’), oraz Warunki dotyczące Bilansowania opracowane przez PSE Operator S.A. (OSP) na podstawie Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, zatwierdzone przez Prezesa URE (zwane dalej: „WDB”) - w zakresie wynikającym z zapisów IRiESD OSDp;
 - 4) aktualna, zatwierdzona przez Prezesa URE, taryfa PCC EB;a także akty prawa powszechnie obowiązującego.
2. Strony oświadczają, że znana jest im treść oraz zobowiązują się do przestrzegania zapisów i postanowień przepisów oraz dokumentów, o których mowa w ust. 2. PCC EB oświadcza, że jego sieć nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, z którego siecią jest połączona sieć PCC EB, zwanym dalej „OSDp” jest Tauron Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie, zarejestrowana w Sądzie Rejonowym dla Krakowa Śródmieścia w Krakowie, XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS: 0000073321.
3. PCC EB oświadcza, iż jako operator systemu dystrybucyjnego energetycznego, o którym mowa w którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne - PCC EB jest zobowiązany do opracowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 244
zatwierdzono:		

Sieci Dystrybucyjnej, przy czym IRiESD PCC EB nie podlega obowiązkowi zatwierdzenia jej przez Prezesa URE przed wprowadzeniem jej w życie. Z uwagi na powyższe od momentu opracowania IRiESD przez PCC EB oraz zamieszczenia jej stronie internetowej PCC EB oraz udostępnienia w siedzibie PCC EB do publicznego wglądu - na podstawie art. 9g ust. 12 ustawy Prawo energetyczne - staje się częścią GUD-K.

4. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB, obowiązują Strony bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K. Jednocześnie Strony przyjmują, że PCC EB będzie informował o publicznym dostępie do projektu IRiESD PCC EB lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania poprzez jej opublikowanie, na swojej stronie internetowej PCC EB oraz wysłanie na email do osoby upoważnionej zgodnie z GUD-K. Termin ten nie może być krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu IRiESD PCC EB lub jej zmian.
5. Warunkiem realizacji zobowiązań PCC EB wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednocześnie obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług dystrybucji zawartej między PCC EB a OSDp oraz o świadczenie usług przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczania na rynku bilansującym zawartej pomiędzy PCC EB a OSDp, o treści obejmującej sprzedawcę i POBz sprzedawcy;
 - 2) o świadczenie usług przesyłania zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSP lub – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie – pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POBz a OSP;
 - 3) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD wymienionymi w GUD-K, zawierające w szczególności wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego, z którym PCC EB zawrze, w imieniu i na rzecz tego URD, umowy kompleksowe energii elektrycznej, który będzie sprzedawał energię elektryczną wraz z usługą Bilansowania handlowego URD, w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawcę lub zaprzestania realizacji Bilansowania handlowego przez POBz wskazanego przez sprzedawcę,
 - 4) o świadczenie usług dystrybucji dotyczącej realizacji praw i obowiązków związanych z realizacją usługi bilansowania handlowego zawartej pomiędzy PCC EB a sprzedawcą lub – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe – pomiędzy PCC EB a wskazanym przez sprzedawcę POBz,
 - 5) o świadczenie usług bilansowania zawartej pomiędzy sprzedawcą, a wskazanym przez sprzedawcę POBz – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji POBz.
 - 6) generalnej umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej dla usługi kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z OSDp,
 - 7) o świadczenie usług dystrybucji dotyczącą realizacji praw i obowiązków związanych z realizacją usługi bilansowania handlowego zawartej pomiędzy OSDp a sprzedawcą lub – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji POBz – pomiędzy OSDp a wskazanym przez sprzedawcę POBz.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 245
zatwierdzono:		

6. Jeżeli którakolwiek z umów wymienionych w ust. 5 nie będzie obowiązywać lub jej realizacja zostanie wstrzymana, PCC EB może wstrzymać realizację GUD-K w całości w przypadku umów o których mowa w ust. 5 pkt 1), 2), 4), 5), 6) i 7). Wstrzymanie realizacji GUD-K oznacza zaprzestanie sprzedaży energii elektrycznej do wszystkich lub niektórych URD wymienionych w GUD-K i powoduje po stronie PCC EB m.in. aktualizację upoważnienia do zawarcia, w imieniu i na rzecz URD, umowy kompleksowej energii elektrycznej ze sprzedawcą rezerwowym.

II. Przedmiot GUD-K:

1. Na mocy GUD-K PCC EB zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej,
2. GUD-K wraz IRiESD PCC EB i Taryfą PCC EB określa szczegółowe warunki i zasady świadczenia przez PCC EB na rzecz sprzedawcy usług dystrybucji oraz zasady współpracy PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) terminy i zasady zgłaszania umów kompleksowych do PCC EB przez sprzedawcę;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) wskazanie POBz oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POBz;
 - 4) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
 - 5) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane adresowe;
 - 6) zasady wyłączania z zakresu GUD-K tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły, zostały wypowiedziane lub rozwiązane;
 - 7) zobowiązanie stron GUD-K do stosowania postanowień IRiESD OSDp i IRiESD PCC EB w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD-K;
 - 8) zasady wstrzymywania dostarczania energii do URD przez PCC EB;
 - 9) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;
 - 10) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;
 - 11) obowiązki PCC EB i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
 - 12) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PCC EB i sprzedawcą;
 - 13) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
 - 14) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. PCC EB zobowiązuje się w szczególności do:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 246
zatwierdzono:		

- 1) przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z GUD-K i IRiESD PCC EB;
- 2) realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do PCC EB i przyjętymi przez PCC EB do realizacji umowami kompleksowymi;
- 3) dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych;
- 4) odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci PCC EB przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2;
- 5) udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD PCC EB oraz Taryfy PCC EB;
- 6) wstrzymywania i wznowiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w GUD-K, IRiESD PCC EB oraz Ustawie;
- 7) rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD PCC EB wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu URD;
- 8) niezwłocznego przekazywania informacji wynikających z IRiESD PCC EB i mających wpływ na realizację GUD-K i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
- 9) udzielania sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
- 10) wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
- 11) terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
- 12) przekazania informacji o PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:
 - a) trzech (3) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do PCC EB zapytania o informację o PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do pięciu (5) dni roboczych, o czym PCC EB poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) - dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PCC EB o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 40 kW,
 - b) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do PCC EB zapytania o informację o PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do dziesięciu (10) dni roboczych, o czym PCC EB poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) - dla URD innych niż wymienionych w lit. a);
- 13) powiadamiania o zmianie Taryfy PCC EB i IRiESD PCC EB, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowanie na stronie internetowej PCC EB;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 247
zatwierdzono:		

- 14) przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy PCC EB, nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
- 15) zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
- 16) informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci PCC EB mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

- 1) występowania z wnioskiem o wydanie informacji o PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od PCC EB danych udostępnionych w informacji o PPE. PCC EB zweryfikuje ze statusem negatywnym powiadomienia o zawartych umowach kompleksowych przyjęte od sprzedawcy w przypadku, gdy sprzedawca nie wystąpi o wydanie informacji o PPE lub w przypadkach określonych w ust. III pkt 12 (za wyjątkiem URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którym świadczona jest usługa dystrybucji);
- 1) zgłaszania do PCC EB informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w GUD-K i IRiESD, dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 4;
- 2) zawierania lub rozwiązania umowy kompleksowej z URD obejmującej wszystkie PPE jednego obiektu oraz dokonania w jednym czasie zgłoszeń wszystkich PPE wchodzących w skład danego obiektu za wyjątkiem zmiany obiektu, gdzie będą zgłaszane tylko nowe PPE lub PPE usuwane z obiektu. PCC EB zweryfikuje ze statusem negatywnym powiadomienia o zawartych lub rozwiązywanych umowach kompleksowych przesłanych przez sprzedawcę w przypadku, gdy sprzedawca nie zgłosi wszystkich PPE wchodzących w skład danego obiektu w sposób umożliwiający ich jednoczesną weryfikację;
- 3) uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w informacji o PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
- 4) udzielania, na wniosek PCC EB, informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
- 5) terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
- 6) ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
- 7) informowania PCC EB o zmianie POBz lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z GUD-K i IRiESD PCC EB;
- 8) przekazywania do PCC EB, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 248
zatwierdzono:		

- 9) niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
- 10) zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
- 11) informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
- 12) niezwłocznego przekazywania PCC EB informacji wynikających z IRiESD PCC EB mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez PCC EB usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
- 13) niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania PCC EB informacji o danych kontaktowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej URD na potrzeby otrzymywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej URD oraz adresie poczty elektronicznej lub numerze telefonu komórkowego URD na potrzeby otrzymywania powiadomień o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej - poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazane w Załączniku do GUD-K;
- 14) niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez PCC EB, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w PCC EB;
- 16) zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
 - 1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy PCC EB,
 - 2) zgody URD na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez PCC EB w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez PCC EB odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
 - 3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom PCC EB wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom PCC EB dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej PCC EB, odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia - dotyczy URD nowo przyłączonych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 249
zatwierdzono:		

- 5) poinformowania URD, że PCC EB ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez PCC EB, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
- 6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

V. Zasady wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:

1. Wyznaczanie przez PCC EB danych pomiarowych i rozliczeniowych dotyczących rzeczywistego zużycia energii elektrycznej URD oraz ich udostępnianie sprzedawcy, odbywa się na zasadach określonych w GUD-K i IRiESD PCC EB.
2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów, prosumentów zbiorowych lub prosumentów wirtualnych, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB przez prosumenta, prosumenta zbiorowego lub prosumenta wirtualnego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB..
3. W zakresie danych pomiarowych dotyczących członków spółdzielni energetycznych, PCC EB udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz.
4. Dane, których mowa w ust. 1, 2 i 3, udostępnione są sprzedawcy poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z GUD-K i IRiESD PCC EB.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do URD, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD PCC EB:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w GUD-K, IRiESD PCC EB i Ustawie.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i PCC EB odbywa się w sposób określonych w GUD-K.
3. Sprzedawca informuje URD, że PCC EB może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. PCC EB i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K, w przypadkach:
 - 1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które PCC EB i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - 2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 250
zatwierdzono:		

- 3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
 - 4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
 - 5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w GUD-K, IRiESD PCC EB i Ustawie;
 - 6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POBz, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POBz na RB;
 - 7) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz PCC EB zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ust. 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w ust. 1 pkt 7) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez PCC EB nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.
 3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ust. 1.
 4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej PCC EB energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1. Rozliczenia za świadczone przez PCC EB usługi dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie PCC EB, z uwzględnieniem udzielonych przez PCC EB bonifikat. W relacjach pomiędzy PCC EB a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem, prosumentem zbiorowym, prosumentem wirtualnym, członkiem spółdzielni energetycznej lub członkiem klastra energii odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.
2. W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą PCC EB obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku PCC EB udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.
3. W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci PCC EB, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać PCC EB niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą PCC EB i na zasadach określonych przez PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 251
zatwierdzono:		

4. W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.
5. W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.
6. W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.
7. W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiegokolwiek części ponad 14 dni, PCC EB w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.
8. Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz PCC EB. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz PCC EB.

IX. Zabezpieczenie finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz PCC EB zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K („Zabezpieczenie”) w tym:
 - 1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez sprzedawcę bez wezwania PCC EB dla każdego PPE (w przypadku grup taryfowych G, C1x, O i R po przekroczeniu obowiązującego limitu PPE, określonego w GUD-K).
 - 2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:
 - a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy PCC EB,
 - b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank (posiadającego siedzibę lub oddział na terenie Europejskiego Obszaru Gospodarczego) o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez PCC EB, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
 - c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela (posiadającego siedzibę lub oddział na terenie Europejskiego Obszaru Gospodarczego) o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez PCC EB, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym.
 - 3) Wysokość Zabezpieczenia określa się dla każdego PPE jako stawka ryczałtowa dla grupy taryfowej G, C1x, O i R a dla pozostałych grup taryfowych jako iloczyn stawki ryczałtowej i 3 krotność średnio-miesięcznej ilości planowanego poboru energii elektrycznej z okresu ostatniego roku.
 - 4) PCC EB ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-K.
 - 5) PCC EB może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, w przypadku, gdy:
 - a) sprzedawca lub podmiot, który posiada bezpośrednio co najmniej 75% udziałów albo akcji sprzedawcy, posiada aktualną ocenę ratingową na poziomie inwestycyjnym,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 252
zatwierdzono:		

nadaną przez akceptowaną przez PCC EB agencję ratingową - o ile sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności,

- b) sprzedawca jest sprzedawcą z urzędu lub przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym obowiązki sprzedawcy z urzędu, na obszarze działania PCC EB.

W przypadku, gdy wymaganą powyżej ocenę ratingową posiada podmiot, który posiada bezpośrednio co najmniej 75% udziałów lub akcji sprzedawcy, sprzedawca przedstawi PCC EB gwarancję korporacyjną, w której w sytuacji niewywiązywania się przez sprzedawcę ze swoich zobowiązań finansowych, wynikających z przedmiotu GUD-K, podmiot ten zagwarantuje pokrycie zobowiązań względem PCC EB w pełnej wysokości. Gwarancja korporacyjna powinna być nieodwołalna i bezwarunkowa.

X. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-K:

- 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-K, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD PCC EB, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
- 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
- 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-K albo zgłoszenie wniosku o renegocjację GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.

2. Zasady udzielania bonifikat:

- 1) PCC EB udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie PCC EB bonifikaty z tytułu:
 - a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 2) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, PCC EB pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą PCC EB przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez PCC EB odpowiedzi sprzedawcy.

W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie PCC EB jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, PCC EB pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do PCC EB przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 253
zatwierdzono:		

- 3) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, PCC EB pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez PCC EB niedotrzymania tych parametrów.

XI. Zmiany, renegecje oraz wypowiedzenie GUD-K:

1. Zmiany GUD-K mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-K, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-K, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Aneksu do GUD-K nie sporządza się w przypadku:
 - 1) zmian przepisów i dokumentów, na które Umowa się powołuje,
 - 2) zmian numerów telefonów, faksów, poczty e-mail, reprezentantów, dokonanych w formie pisemnego powiadomienia,
 - 3) aktualizacji listy osób upoważnionych przez Stronę do bieżących kontaktów w ramach GUD-K, dokonanych w formie pisemnego powiadomienia,
 - 4) innych zmian określonych w GUD-K, jako nie wymagające Aneksu.
3. Zmiany w IRiESD PCC EB, IRiESD OSDp, IRiESP lub w WDB dokonane po wejściu w życie GUD-K obowiązują Strony bez konieczności sporządzania Aneksu do GUD-K. Nie wyłącza to obowiązku Stron do zawarcia Aneksu do GUD-K w przypadku powołanym w ust. 7.
4. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-K uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-K. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
5. Postanowienia ust. 4 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-K wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD-K stanie się nieważne.
6. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-K, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegecji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.
7. W przypadku wejścia w życie zmian IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB, które będą powodowały konieczność zmian postanowień GUD-K, jeśli sprzedawca nie skorzystał z prawa wypowiedzenia GUD-K zgodnie z ust. 6, PCC EB przedłoży sprzedawcy aneks do GUD-K zmieniający jej stosowne postanowienia. sprzedawca zobowiązuje się do podpisania aneksu do GUD-K i jego wysłania do PCC EB w terminie 30 dni od daty jego otrzymania, pod warunkiem, że postanowienia aneksu nie będą wykraczały ponad zmiany wynikające odpowiednio ze zmian IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB. Postanowienia aneksu obowiązują od daty wejścia w życie zmian odpowiednio: IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 254
zatwierdzono:		

8. Sprzedawca ma prawo wypowiedzenia GUD-K z zachowaniem 10 dniowego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD PCC EB, IRiESD OSDp, IRiESP lub WDB, jeśli nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi do tych dokumentów. Oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K może być złożone w terminie 14 dni od daty otrzymania przez sprzedawcę aneksu do GUD.
9. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-K z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-K w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
10. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-K z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia w przypadkach:
 - 1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-K, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - a) stwierdzenia przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-K,
 - b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.
 - c) żądania usunięcia wymienionych naruszeń.
 - 2) niewypłacalnością drugiej Strony lub wydania przez właściwy sąd orzeczenia o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego;
 - 3) nie zastosowania się przez którąkolwiek ze Stron do prawomocnego orzeczenia wydanego przez sąd lub ostatecznej decyzji Prezesa URE, związanych z realizacją GUD-K.

Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-K.

Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:

- a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD- K (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,
 - b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-K należności PCC EB przekraczających 30 dni kalendarzowych.
11. PCC EB ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-K, do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
- 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-K, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-K;
 - 2) zakończenia obowiązywania umowy o świadczenie usług przesyłania pomiędzy sprzedawcą, a OSP;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 255
zatwierdzono:		

- 3) zakończenia obowiązywania umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy sprzedawcą, a OSDp;
- 4) zaprzestaniu działalności na RB, w rozumieniu IRiESP lub WDB, przez wskazanego przez sprzedawcę POBz.
- 5) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez sprzedawcę zabezpieczeń finansowych.
12. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez PCC EB statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
13. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-K powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w GUD-K.

XII. Sprzedaż rezerwowa

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w Ustawie i IRiESD PCC EB.
 - 1) Sprzedawca rezerwowy:przekazuje PCC EB aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje PCC EB nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni kalendarzowych przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje PCC EB w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.
 - 2) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od PCC EB informację o zawarciu z mocy prawa rezerwowej umowy kompleksowej oraz o dacie zawarcia tej umowy.
 - 3) otrzymuje informację, o której mowa w ppkt 2), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub w formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.
 - 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w informacji o PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

XIII. Postępowanie w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości u URD

1. W przypadku stwierdzenia, w wyniku wykonywania przez PCC EB czynności związanych z dystrybucją energii elektrycznej lub kontroli dotrzymywania przez URD warunków umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, niewykonywania lub nienależytego wykonywania przez URD obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym URD umowy kompleksowej, w szczególności w przypadku stwierdzenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 256
zatwierdzono:		

nieprawidłowości o których mowa w ust. 2 poniżej, PCC EB ma prawo wezwać URD do niezwłocznego usunięcia wskazanej nieprawidłowości, określając termin do ich usunięcia, nie krótszy niż 7 dni, z zastrzeżeniem, że po jego bezskutecznym upływie umowa kompleksowa zostanie rozwiązana przez sprzedawcę na żądanie PCC EB, zgodnie z ust. 3 poniżej.

2. PCC EB wezwie URD do zaprzestania niewykonywania lub nienależytego wykonywania obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym URD umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, zgodnie z ust. 1 powyżej, w szczególności w przypadku:
 - 1) wprowadzania do sieci PCC EB zakłóceń przekraczających dopuszczalne poziomy, określone zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa;
 - 2) utrzymywania przez URD obiektu, własnej sieci, instalacji lub obiektów budowlanych w sposób zagrażający prawidłowemu funkcjonowaniu sieci zasilającej;
 - 3) uniemożliwienia upoważnionym przedstawicielom PCC EB dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością PCC EB, znajdujących się na terenie lub w obiekcie URD, w celu usunięcia awarii w sieci;
 - 4) pobierania mocy w wysokości przekraczającej wielkość mocy przyłączeniowej;
 - 5) w przypadku gdy PCC EB stwierdzi, że URD użytkuje źródło wytwórcze przyłączone do instalacji URD bez uprzedniego zgłoszenia/przyłączenia do sieci PCC EB instalacji wytwórczej lub braku uregulowania umownego;
 - 6) uniemożliwiania dostępu do urządzeń PCC EB znajdujących się w obiekcie URD, celem przeprowadzenia kontroli, wykonania prac eksploatacyjnych, odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego;
 - 7) niedostosowania urządzeń do zmienionych parametrów sieci, o których został wcześniej poinformowany;
 - 8) nieposiadania aktualnej Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR), jeżeli obowiązek jej uzgodnienia wynika z IRiESD;
 - 9) pobierania energii elektrycznej niezgodnie z Taryfą PCC EB;
 - 10) z przyczyn przewidzianych przepisami prawa, w szczególności, jeżeli dalsza realizacja umowy kompleksowej naraziłaby PCC EB na odpowiedzialność wobec osób trzecich.
3. Sprzedawca zobowiązuje się do wypowiedzenia na żądanie PCC EB umowy kompleksowej dla URD w terminie 7 dni od otrzymania przez sprzedawcę od PCC EB informacji o bezskutecznym upływie terminu wyznaczonego zgodnie z pkt 1 powyżej z zachowaniem przewidzianego w umowie kompleksowej okresu wypowiedzenia, przy czym okres wypowiedzenia winien być nie dłuższy niż 30 dni.
4. Zobowiązanie do wypowiedzenia umowy kompleksowej w trybie ust. 3 powyżej pozostaje niezależne od uprawnienia PCC EB do wstrzymania dostarczania URD energii, zgodnie z przepisem art. 6b Ustawy.

XIV Postanowienia końcowe

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 257
zatwierdzono:		

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.
2. GUD-K jest sporządzona w języku polski.

Część B

Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. PCC EB i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią:
 - 1) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PCC EB (zwana dalej „IRiESD” lub „IRiESD PCC EB”) w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD oraz związanych z realizacją GUD;
 - 2) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSD nadrzędnego określonego w ust. 2 - (zwana dalej „IRiESD OSDp”) w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD oraz związanych z realizacją GUD;
 - 3) aktualna Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE S.A. (zwana dalej „IRiESP”), oraz Warunki dotyczące Bilansowania opracowane przez PSE Operator S.A. (OSP) na podstawie Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, zatwierdzone przez Prezesa URE (zwane dalej: „WDB”) - w zakresie wynikającym z zapisów IRiESD OSDp;
 - 4) aktualna, zatwierdzona przez Prezesa URE, taryfa PCC EB;
- a także akty prawa powszechnie obowiązującego.
2. Strony oświadczają, że znana jest im treść oraz zobowiązują się do przestrzegania zapisów i postanowień przepisów oraz dokumentów, o których mowa w ust. 2. PCC EB oświadcza, że jego sieć nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, z którego siecią jest połączona sieć PCC EB, zwanym dalej „OSDp” jest Tauron Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie, zarejestrowana w Sądzie Rejonowym dla Krakowa Śródmieścia w Krakowie, XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS: 0000073321.
 3. PCC EB oświadcza, iż jako operator systemu dystrybucyjnego energetycznego, o którym mowa w którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne - PCC EB jest zobowiązany do opracowania Instrukcji Ruchu i

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 258
zatwierdzono:		

Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, przy czym IRiESD PCC EB nie podlega obowiązowi zatwierdzenia jej przez Prezesa URE przed wprowadzeniem jej w życie. Z uwagi na powyższe od momentu opracowania IRiESD przez PCC EB oraz zamieszczenia jej stronie internetowej PCC EB oraz udostępnienia w siedzibie PCC EB do publicznego wglądu - na podstawie art. 9g ust. 12 ustawy Prawo energetyczne - staje się częścią GUD.

4. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB, obowiązują Strony bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie Strony przyjmują, że PCC EB będzie informował o publicznym dostępie do projektu IRiESD PCC EB lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania poprzez jej opublikowanie, na swojej stronie internetowej PCC EB oraz wysłanie na email do osoby upoważnionej zgodnie z GUD. Termin ten nie może być krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu IRiESD PCC EB lub jej zmian.
5. Warunkiem realizacji zobowiązań PCC EB wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednocześnie obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług dystrybucji zawartej między PCC EB a OSDp oraz o świadczenie usług przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczania na rynku bilansującym zawartej pomiędzy PCC EB a OSDp, o treści obejmującej sprzedawcę i POB_Z sprzedawcy;
 - 2) o świadczenie usług przesyłania zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSP lub – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie - pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy PCC EB a URD wymienionymi w GUD, zawierające w szczególności wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego, z którym PCC EB zawrze, w imieniu i na rzecz tego URD, umowy rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej, który będzie sprzedawał energię elektryczną wraz z usługą Bilansowania handlowego URD, w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawcę lub zaprzestania realizacji Bilansowania handlowego przez POB_Z wskazanego przez sprzedawcę,
 - 4) o świadczenie usług dystrybucji dotyczącej realizacji praw i obowiązków związanych z realizacją usługi bilansowania handlowego zawartej pomiędzy PCC EB a sprzedawcą lub – jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe - pomiędzy PCC EB a wskazanym przez sprzedawcę POB_Z,
 - 5) o świadczenie usług bilansowania zawartej pomiędzy sprzedawcą, a wskazanym przez sprzedawcę POB_Z - jeżeli sprzedawca nie będzie pełnić samodzielnie funkcji POB_Z.
 - 6) generalnej umowy dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę z OSDp,
 - 7) o świadczenie usług dystrybucji dotyczącą realizacji praw i obowiązków związanych z realizacją usługi bilansowania handlowego zawartej pomiędzy OSDp

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 259
zatwierdzono:		

a sprzedawcą lub - jeżeli sprzedawca nie będzie pełnił samodzielnie funkcji POBz - pomiędzy OSDp a wskazanym przez sprzedawcę POBz.

6. Jeżeli którakolwiek z umów wymienionych w ust. 5 nie będzie obowiązywać lub jej realizacja zostanie wstrzymana, PCC EB może wstrzymać realizację GUD w całości w przypadku umów o których mowa w ust. 5 pkt 1), 2), 4), 5), 6 i 7 lub w przypadku umowy o której mowa w ust. 5 pkt 3) w zakresie w jakim nie będzie możliwa jej realizacja bez obowiązywania danej umowy. Wstrzymanie realizacji GUD oznacza zaprzestanie sprzedaży energii elektrycznej do wszystkich lub niektórych URD wymienionych w GUD i powoduje po stronie PCC EB m.in. aktualizację upoważnienia do zawarcia, w imieniu i na rzecz URD, umowy sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą rezerwowym.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD PCC EB zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
 - 1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PCC EB;
 - 2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB.
2. GUD wraz IRiESD PCC EB i Taryfą PCC EB określa szczegółowe warunki i zasady świadczenia przez PCC EB na rzecz sprzedawcy usług dystrybucji oraz zasady współpracy PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) terminy i zasady zgłaszania umów sprzedaży do PCC EB przez sprzedawcę;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) wskazanie POBz oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POBz;
 - 4) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
 - 5) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane adresowe;
 - 6) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy dystrybucji wygasły, zostały wypowiedziane lub rozwiązane;
 - 7) zobowiązanie stron GUD do stosowania postanowień IRiESD OSDp i IRiESD PCC EB w zakresie dotyczącym zapisów i ustaleń objętych GUD;
 - 8) zasady wstrzymywania dostarczania energii do URD przez PCC EB;
 - 9) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych dotyczących URD, z którymi sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży;
 - 10) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. PCC EB zobowiązuje się w szczególności do:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 260
zatwierdzono:		

- 1) przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z GUD i IRiESD PCC EB;
- 2) realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do PCC EB i przyjętymi przez PCC EB do realizacji umowami sprzedaży;
- 3) dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci PCC EB przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
- 4) udostępniani sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z GUD i IRiESD PCC EB;
- 5) wstrzymywania i wznowiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w GUD, IRiESD PCC EB oraz Ustawie;
- 6) niezwłocznego przekazywania informacji wynikających z IRiESD PCC EB i mających wpływ na realizację GUD;
- 7) wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
- 8) powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowanie na stronie internetowej PCC EB;
- 9) zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do PCC EB informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w GUD i IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania PCC EB o zmianie POB_Z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z GUD i IRiESD PCC EB;
4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania PCC EB informacji wynikających z IRiESD PCC EB mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienie bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PCC EB przez URD;

V. Zasady wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych:

1. Wyznaczanie przez PCC EB danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia energii elektrycznej URD oraz ich udostępnianie sprzedawcy, odbywa się na zasadach określonych w GUD i IRiESD PCC EB.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 261
zatwierdzono:		

2. Dane, których mowa w ust. 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazanych przez PCC EB serwer / poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z GUD i IRiESD PCC EB.
- VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do URD, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD PCC EB:
 1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w GUD, IRiESD PCC EB i Ustawie.
 2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i PCC EB odbywa się w sposób określonych w GUD.
- VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:
 1. PCC EB i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
 - 1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które PCC EB i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - 2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
 - 3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
 - 4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
 - 5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w GUD, IRiESD PCC EB i Ustawie;
 - 6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB;
 2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ust. 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
 3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ust. 1.
 4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej PCC EB.
- VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:
 1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:
 - 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD PCC EB, Strony w pierwszej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 262
zatwierdzono:		

kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;

- 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
- 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegotiację GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renegotiacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Aneksu do GUD nie sporządza się w przypadku:
 - 1) zmian przepisów i dokumentów, na które Umowa się powołuje,
 - 2) zmian numerów telefonów, faksów, poczty e-mail, reprezentantów, dokonanych w formie pisemnego powiadomienia,
 - 3) aktualizacji listy osób upoważnionych przez Stronę do bieżących kontaktów w ramach GUD, dokonanych w formie pisemnego powiadomienia,
 - 4) innych zmian określonych w GUD, jako nie wymagające Aneksu.
3. Zmiany w IRiESD PCC EB, IRiESD OSDp, IRiESP lub w WDB dokonane po wejściu w życie GUD obowiązują Strony bez konieczności sporządzania Aneksu do GUD. Nie wyłącza to obowiązku Stron do zawarcia Aneksu do GUD w przypadku powołanym w ust. 7.
4. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
5. Postanowienia ust. 4 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.
6. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegotiacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
7. W przypadku wejścia w życie zmian IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB, które będą powodowały konieczność zmian postanowień GUD, jeśli sprzedawca nie skorzystał z prawa wypowiedzenia GUD zgodnie z ust. 6, PCC EB przedłoży sprzedawcy aneks do GUD zmieniający jej stosowne postanowienia. sprzedawca zobowiązuje się do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 263
zatwierdzono:		

podpisania aneksu do GUD i jego wysłania do PCC EB w terminie 30 dni od daty jego otrzymania, pod warunkiem, że postanowienia aneksu nie będą wykraczały ponad zmiany wynikające odpowiednio ze zmian IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB. Postanowienia aneksu obowiązują od daty wejścia w życie zmian odpowiednio: IRiESD OSDp, IRiESD PCC EB, IRiESP lub WDB.

8. Sprzedawca ma prawo wypowiedzenia GUD z zachowaniem 10 dniowego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD PCC EB, IRiESD OSDp, IRiESP lub WDB, jeśli nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi do tych dokumentów. Oświadczenie o wypowiedzeniu GUD może być złożone w terminie 14 dni od daty otrzymania przez sprzedawcę aneksu do GUD.
9. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
10. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia w przypadkach:
 - 1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - a) stwierdzenia przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
 - b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.
 - c) żądania usunięcia wymienionych naruszeń.
 - 2) niewypłacalnością drugiej Strony lub wydania przez właściwy sąd orzeczenia o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego;
 - 3) nie zastosowania się przez którąkolwiek ze Stron do prawomocnego orzeczenia wydanego przez sąd lub ostatecznej decyzji Prezesa URE, związanych z realizacją GUD.

Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.

11. PCC EB ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
 - 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
 - 2) zakończenia obowiązywania umowy o świadczenie usług przesyłania pomiędzy sprzedawcą, a OSP;
 - 3) zakończenia obowiązywania umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy sprzedawcą, a OSDp;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 264
zatwierdzono:		

- 4) zaprzestaniu działalności na RB, w rozumieniu IRiESP lub WDB, przez wskazanego przez sprzedawcę POBz.
12. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji PCC EB na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez PCC EB statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
13. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w GUD.

X. Sprzedaż rezerwowa

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy PCC EB i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w Ustawie i IRiESD PCC EB.
2. Sprzedawca rezerwowy:
 - 1) przekazuje PCC EB aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje PCC EB nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni kalendarzowych przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje PCC EB w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
 - 2) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od PCC EB informację o zawarciu z mocy prawa umowy sprzedaży rezerwowej oraz o dacie zawarcia tej umowy.
- 3) otrzymuje informację, o której mowa w ppkt 2), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub w formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

XI. Postanowienia końcowe

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. GUD jest sporządzona w języku polski.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Załącznik nr 4	Strona: 265
zatwierdzono:		

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Załącznik nr 4</i>	<i>Strona: 266</i>
zatwierdzono:		

KARTY AKTUALIZACJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Załącznik nr 5</i>	<i>Strona: 267</i>
zatwierdzono:		