



PGB Dystrybucja



Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Wersja 1.0.

zatwierdzono:

Wiesław Pylaczewski
Wiceprezes Zarządu

Bogumiła Igielska
Członek Zarządu

Data wejścia w życie: 13 lipca 2017 r.

Postanowienia Instrukcji obowiązują z datą wpisaną na stronie tytułowej Instrukcji

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	5
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	5
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	10
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGB DYSTRYBUCJA	10
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	11
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA	12
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	12
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	20
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	22
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH	24
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO PGB DYSTRYBUCJA PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	50
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	53
III.	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	55
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE	55
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	56
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	56
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	57
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	57
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	59
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	59
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	59
III.9.	OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA	60
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	60
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	60
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	61
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE ..	61
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	62
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	62

V.	WSPÓŁPRACA PGB DYSTRYBUCJA Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI Pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu.....	68
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA.....	69
VI.1.	OBOWIĄZKI PGB DYSTRYBUCJA.....	69
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO OBOWIĄZKI PGB DYSTRYBUCJA.....	70
VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	72
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	72
VI.5.	UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	73
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	73
VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE.....	75
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	76
VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDP	76
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA.....	77
VIII.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	78
VIII.1.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	78
VIII.2.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	80
VIII.3.	DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	81
VIII.4.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	85
	BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	88
A.	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	88
B.	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URDO	107
C.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	107
D.	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	113
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	117
F.	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	119
G.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	120
H.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	121
I.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	122
	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	124
	ZAŁĄCZNIKI	137

Załącznik nr 1. SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	138
Załącznik nr 2. FORMULARZ POWIADOMIENIA PGB DYSTRYBUCJA PRZEZ SPRZEDAWCĘ O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY LUB UMOWIE KOMPLEKSOWEJ	152
Załącznik nr 3. LISTA KODÓW KTÓRYMI PGB DYSTRYBUCJA INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH	154
Załącznik nr 4. KARTY AKTUALIZACJI	155

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1 PGB DYSTRYBUCJA Sp. z o.o. (zwany dalej PGB DYSTRYBUCJA), jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów Ustawy.
- I.1.2 PGB DYSTRYBUCJA pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego wyznaczony w trybie art. 9h Ustawy – na obszarze gminy Złocieniec w województwie zachodniopomorskim, gminy Liw w województwie mazowieckim, gminy Cieszanów w województwie podkarpackim oraz gmin Bielsk Podlaski, Poświętne i Dubicze Cerkiewne w województwie podlaskim.
- I.1.3 PGB DYSTRYBUCJA jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA”), zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.4 Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, - zwanej dalej Ustawą (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998r., nr 21, poz. 94 z późn. zm.),
 - koncesji PGB DYSTRYBUCJA na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DEE/372/24241/W/DRE/2017/BT
 - określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP), zatwierdzonej,
 - ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2010r. nr 243, poz. 1623 z późn. zm.),
 - decyzji Prezesa URE znak: DRE.WOSE.4711.158.5.2017.BT z dnia 13 lipca 2017 r. wyznaczającej PGB DYSTRYBUCJA Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze objętym koncesją,
 - Taryfy PGB DYSTRYBUCJA.
- I.1.5 Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - PGB DYSTRYBUCJA w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.1.6 Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tej sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci PGB DYSTRYBUCJA, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci SN i 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
 - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
 - 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
 - 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
 - 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- I.1.7 W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny PGB DYSTRYBUCJA, niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.1.8 Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
- 1) operatora systemu dystrybucyjnego - PGB DYSTRYBUCJA,
 - 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - 4) przedsiębiorstwa obrotu,
 - 5) sprzedawców,
 - 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - 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) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym SN i 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
 - 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym SN i 110 kV i wyższym,

- 5) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.
- I.1.9 Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:
- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci SN i 110 kV,
 - 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
 - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci SN i 110 kV,
 - 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci SN i 110 kV,
 - 9) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i nie dyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
 - 10) 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,
 - 11) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym

- przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
- 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 swojej siedzibie:
 - (i) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGB DYSTRYBUCJA zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA,
 - (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) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci SN i 110 kV,
- 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci SN i 110 kV,
- 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci SN i 110 kV.
- I.1.10 Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci SN i 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego

- I.1.11 Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci SN i 110 kV, o których mowa w pkt.I.1.10. zostanie zamieszczony w umowie przesyłowej, o ile taka zostanie zawarta między PGB DYSTRYBUCJA i OSP.
- I.1.12 IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - 2) rozwiązanie z PGB DYSTRYBUCJA umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą posiadającym zawartą stosowną umowę z PGB DYSTRYBUCJA.
- I.1.13 PGB DYSTRYBUCJA udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.14 IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną w IRiESD lub jej zmianie.
- I.1.15 Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.16 W zależności od potrzeb, PGB DYSTRYBUCJA przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.17 Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.18 Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.19 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.1.20 Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) PGB DYSTRYBUCJA 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, PGB DYSTRYBUCJA publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.21 Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.22 Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, PGB DYSTRYBUCJA:
- 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,

- I.1.23 IRIESD albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, PGB DYSTRYBUCJA publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia je do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.24 Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci PGB DYSTRYBUCJA lub korzystający z usług świadczonych przez PGB DYSTRYBUCJA, 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.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGB DYSTRYBUCJA

- I.3.1 Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
 - a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2 PGB DYSTRYBUCJA świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
 - a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
 - b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców, (wyłączenie nie dotyczy mikroinstalacji),

- c) powiadamia odbiorców 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) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
 - f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
 - g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD.
- I.3.3 Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
- I.3.4 PGB DYSTRYBUCJA ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia; we wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.5 Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6 Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7 Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8 Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PGB DYSTRYBUCJA do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- 1.4.1. PGB DYSTRYBUCJA świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- 1.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku PGB DYSTRYBUCJA opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. IRiESD.
- 1.4.3. PGB DYSTRYBUCJA opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia nie dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego Programem Zgodności.

- 1.4.4. PGB DYSTRYBUCJA stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PGB DYSTRYBUCJA stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwane z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w punkcie VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy PGB DYSTRYBUCJA,
 - 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,
 - h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
 - i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie lub w IRIESD.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez PGB DYSTRYBUCJA.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od PGB DYSTRYBUCJA, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,

- 2) złożenie przez podmiot u PGB DYSTRYBUCJA, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PGB DYSTRYBUCJA,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez PGB DYSTRYBUCJA, 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.
- 4) PGB DYSTRYBUCJA dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników PGB DYSTRYBUCJA informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3. - II.1.6. niniejszej instrukcji,
- 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, PGB DYSTRYBUCJA niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 7) PGB DYSTRYBUCJA potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust. 8h) Ustawy, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust. 8a) Ustawy. Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez PGB DYSTRYBUCJA dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust. 3b) Ustawy,
- 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez PGB DYSTRYBUCJA wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie przyłączeniowej,
- 9) wydanie przez PGB DYSTRYBUCJA warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
- 10) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. PGB DYSTRYBUCJA zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,

- 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej,
- 14) przyjęcia zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej 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 PGB DYSTRYBUCJA, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie wymagań określonych w punkcie II.1.3. zdanie pierwsze IRiESD.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa oraz udostępnia PGB DYSTRYBUCJA. Wniosek i zgłoszenie dostępne są na stronie internetowej [oraz](#) w siedzibie PGB DYSTRYBUCJA.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3. należy załączyć:
- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - c) 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 a, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
 - decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 maja 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. Nr 135, poz. 789

oraz z 2012 r. poz. 951), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo

- pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1502, z późn. zm.10), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,
 - dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
- d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa PGB DYSTRYBUCJA. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu SN i 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,

- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 16) 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,
- 17) przewidywany harmonogram przyłączania odnawialnego źródła energii, uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa PGB DYSTRYBUCJA w warunkach przyłączenia do sieci.

II.1.10. PGB DYSTRYBUCJA wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 150 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła - od dnia wniesienia zaliczki.

- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PGB DYSTRYBUCJA do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez PGB DYSTRYBUCJA warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci PGB DYSTRYBUCJA, na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, PGB DYSTRYBUCJA 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. PGB DYSTRYBUCJA oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.
- II.1.14. PGB DYSTRYBUCJA wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.
- II.1.15. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.
- Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej, uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni.
- Jeżeli warunki przyłączenia, określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.
- II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15. obejmuje:
- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.
- II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:
- 1) kopią wniosku podmiotu do PGB DYSTRYBUCJA o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.
- Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych. Kopię wystąpienia, PGB DYSTRYBUCJA przesyła również spółce obszarowej OSP, właściwej ze względu na miejsce przyłączenia oraz dodatkowo za pośrednictwem poczty elektronicznej na adres wskazany przez OSP.
- W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.
- II.1.18. W przypadku, gdy PGB DYSTRYBUCJA 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, PGB DYSTRYBUCJA 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, PGB DYSTRYBUCJA 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, PGB DYSTRYBUCJA wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA 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 do PGB DYSTRYBUCJA, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGB DYSTRYBUCJA potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi PGB DYSTRYBUCJA.

PGB DYSTRYBUCJA publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;
- 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a. Ustawy.

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

II.1.22. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA i instalacji podmiotu przyłączonego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) harmonogram przyłączenia,
 - 9) warunki udostępnienia PGB DYSTRYBUCJA nieruchomości należącej do podmiotu przyłączonego 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 PGB DYSTRYBUCJA,
 - 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. PGB DYSTRYBUCJA 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.1.23., reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.25. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.26. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.27. Podmioty zaliczone do I, II, 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 PGB DYSTRYBUCJA przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.28. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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.1.29. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, wskazane przez PGB DYSTRYBUCJA podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują PGB DYSTRYBUCJA dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.30. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 50MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do PGB DYSTRYBUCJA.
- II.1.31. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem PGB DYSTRYBUCJA.
- II.1.32. Do zgłoszenia, o którym mowa w punkcie II.1.3. zdanie drugie IRiESD, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej 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 organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.
- II.1.33. PGB DYSTRYBUCJA zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej potwierdza złożenie zgłoszenia o którym mowa w punkcie II.1.3. zdanie drugie, odnotowując datę jego złożenia.
- II.1.34. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1 Ustawy. Szczegółowe warunki przyłączenia, wymagania techniczne oraz warunki współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym określają przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3. Ustawy.
- II.1.35. Osoba dokonująca instalacji mikroinstalacji lub małych instalacji powinna posiadać ważny certyfikat, wydany przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, o którym mowa w art. 20 h Ustawy.

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

- II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci SN i 110 kV.
- 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 wyłączenia 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. pkt. 5), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych OSD.

Związane to jest ze zmianą:

- 1) przepływu 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.2.4. 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.2.5. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5., są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

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

II.3.1. Zasady odłączania.

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, określone w niniejszym rozdziale obowiązują PGB DYSTRYBUCJA oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. PGB DYSTRYBUCJA może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. PGB DYSTRYBUCJA ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PGB DYSTRYBUCJA o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PGB DYSTRYBUCJA informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, uzgadnia z PGB DYSTRYBUCJA tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. PGB DYSTRYBUCJA uzgadnia z OSP i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. PGB DYSTRYBUCJA uzgadnia z OSP odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.15.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach PGB DYSTRYBUCJA zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony PGB DYSTRYBUCJA za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz

harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,

e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA odbywa się na zasadach określonych w pkt. II.1. Dotyczy to wyłącznie przypadków gdzie fizycznie zdemontowany został fragment przyłącza.

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

II.3.2.1. PGB DYSTRYBUCJA może wstrzymać , z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7. - II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. PGB DYSTRYBUCJA na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt. II.3.2.7. - II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli 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. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

II.3.2.4. PGB DYSTRYBUCJA wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.5. PGB DYSTRYBUCJA 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.3.2.4., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.3.2.6. Przepisów pkt. II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

II.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.3.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację o której mowa w pkt. II.3.2.7., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do stałego polubownego sądu konsumenckiego, o którym mowa w art. 37 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219, z późn. zm.9), zwanego dalej „sądem polubownym”, z wnioskiem o

rozpatrzenie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu wydania wyroku przez ten sąd.

- II.3.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.
- II.3.2.11. W przypadku, gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.3.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.3.2.10., wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.3.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- II.3.2.12. Przepisów pkt. II.3.2.10. oraz II.3.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.3.2.4. albo wydania przez sąd polubowny wyroku na niekorzyść odbiorcy.
- II.3.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.3.2.7., z wnioskiem o rozpatrzenia sporu przez sąd polubowny albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

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

- 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 w przepisach z zakresu: 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 PGB DYSTRYBUCJA 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 zawarty 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 PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli PGB DYSTRYBUCJA zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć PGB DYSTRYBUCJA opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- II.4.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz pkt. II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo- rozliczeniowych energii elektrycznej.

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 PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.2.2. PGB DYSTRYBUCJA określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci SN i 110 kV są obliczane przez operatora systemu przesyłowego lub PGB DYSTRYBUCJA w uzgodnieniu z OSP.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

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

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.
- II.4.4.3. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7. PGB DYSTRYBUCJA 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 umowie 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 PGB DYSTRYBUCJA.

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 PGB DYSTRYBUCJA opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli PGB DYSTRYBUCJA zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć PGB DYSTRYBUCJA opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez PGB DYSTRYBUCJA. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez PGB DYSTRYBUCJA.

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

II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

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

II.4.5.1.5. PGB DYSTRYBUCJA określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

II.4.5.1.6. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. 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.4.5.1.6. 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 groźących błędnymi 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 rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnicy 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 PGB DYSTRYBUCJA zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń 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) Al (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. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
 - 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.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

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

II.4.5.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

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

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie

od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:

- a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
 - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”, napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej,
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy.

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

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją PGB DYSTRYBUCJA dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.4.5.3.1.

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

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

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

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

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

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

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

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

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

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

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

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

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

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

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

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

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu 11.4.5.1.10.

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

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażyć w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarcí doziemnych działające na wyłączenie wyłączniaka własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora.

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

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

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRIESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. II.4.5.4.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłączniaka. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

- II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
 - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
 - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
 - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWS Cz,
 - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk 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.4.5.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.
- II.4.5.4.1.7. 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.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN
- II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:
- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
 - 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno - kablowa,
 - 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
 - 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,

- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli PGB DYSTRYBUCJA tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno - kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola
oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,

- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

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

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

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

II.4.5.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

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

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego 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 dwuuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójuzwojeniowych 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.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

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

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.
- II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.
- II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn
- II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie 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.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia
- II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:
- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
 - 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,
- Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażać w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.
- II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN
- II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:
- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
 - 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z PGB DYSTRYBUCJA,
 - 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
 - 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta 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,
 - 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

- II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:
- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
 - 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.
- II.4.5.5. **Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ**
- II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenia od skutków pracy niepełnofazowej,
 - 4) zabezpieczenia pracy pod i nad częstotliwościowej,
 - 5) zabezpieczenia pracy wyspowej.
- II.4.5.5.4. PGB DYSTRYBUCJA decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z PGB DYSTRYBUCJA lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 1.
- II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
- II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe,
 - 6) od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,

- 4) ziemnozwarciowe,
 - 5) od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.6.6. Jednostki wytwórcze o mocy 25 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.4.5.5.6.7. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.8. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.5.6.9. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- II.4.5.6. **Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ**
- II.4.5.6.1. PGB DYSTRYBUCJA prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRIESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego PGB DYSTRYBUCJA, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyłym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PGB DYSTRYBUCJA 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.4.5.6.3. PGB DYSTRYBUCJA może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5. i II.4.1.6.
- II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
 - c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach 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.4.6.4. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
 - b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych ,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,

- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, co najmniej następujące informacje:
- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
 - b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
 - c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
 - d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odptywowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
 - b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.
 - c) Telemetrię:
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.
- II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

- II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
- a) układów pomiarowych budowanych i modernizowanych,
 - b) układów pomiarowych zainstalowanych u wytwórców lub odbiorców, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których PGB DYSTRYBUCJA może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

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

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

- II.4.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

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

Za zgodą PGB DYSTRYBUCJA, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych budowanych i modernizowanych po stronie nN dla odbiorców III i VI grupy przyłączeniowej.

- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.4.7.1.6. PGB DYSTRYBUCJA wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:
 - a) kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
 - b) kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
 - c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
 - d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy

pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),

- g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urzędzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- h) kat. B5 - układy pomiarowe dla urzędzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh (wyłącznie).

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana PGB DYSTRYBUCJA. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową podmiotu. Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a) i b).

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

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

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

- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,

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

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa PGB DYSTRYBUCJA.

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

a) dla kategorii: A1 i A2 - stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,

b) dla kategorii: B1 i B2 - stosowanie dwóch układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa PGB DYSTRYBUCJA, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

Dopuszcza się, aby przekładniki prądowe były tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,

b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,

c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

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

W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą PGB DYSTRYBUCJA, 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. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być < 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.

- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub PGB DYSTRYBUCJA. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PGB DYSTRYBUCJA może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę, wytwórcę, sprzedawcę lub PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub PGB DYSTRYBUCJA ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.7.1.22. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PGB DYSTRYBUCJA, to podmiot ten ma obowiązek przekazać PGB DYSTRYBUCJA zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.24. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli PGB DYSTRYBUCJA nie jest właścicielem układu pomiarowego, PGB DYSTRYBUCJA zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W ciągu 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub PGB DYSTRYBUCJA może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. PGB DYSTRYBUCJA umożliwi przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRIESD.
- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a PGB DYSTRYBUCJA dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, PGB DYSTRYBUCJA wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego PGB DYSTRYBUCJA ma prawo zainstalować własny licznik komunikujący się z LSPR w podstawowym układzie pomiarowym.
- II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.**
- II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.7.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR PGB DYSTRYBUCJA.
- II.4.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1., b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.
- II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR PGB DYSTRYBUCJA, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych - za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- II.4.7.3. **Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.**
- II.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60

minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR PGB DYSTRYBUCJA nie częściej niż 4 razy na dobę,
- i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.4.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGB DYSTRYBUCJA nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych, nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.4.7.3.6. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGB DYSTRYBUCJA nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej;
- b) PGB DYSTRYBUCJA w przypadkach zbierania danych pomiarowych ze względów na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR PGB DYSTRYBUCJA,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

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

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

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

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

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez PGB DYSTRYBUCJA również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

- II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO PGB DYSTRYBUCJA PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do PGB DYSTRYBUCJA przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez PGB DYSTRYBUCJA,
- 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 PGB DYSTRYBUCJA o mocy osiągalnej równej 50 MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do PGB DYSTRYBUCJA 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 przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez PGB DYSTRYBUCJA odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PGB DYSTRYBUCJA następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,

- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”
h) układ normalny pracy.
- II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła początkowego
 - b) nazwę węzła końcowego,
 - c) rezystancję linii,
 - d) reaktancję dla składowej zgodnej,
 - e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
 - f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
 - g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
 - h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
 - i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
 - j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
 - k) serie słupów.
- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
 - b) dane znamionowe,
 - c) model zwarciovowy.
- II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
 - b) sprawność przemiany energetycznej,
 - c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
 - d) produkcję energii elektrycznej,
 - e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
 - f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
 - g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
 - h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
 - i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:
 - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
 - j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
 - k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'd generatora,
 - l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'max podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,

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

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGB DYSTRYBUCJA.

II.5.3. **Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez PGB DYSTRYBUCJA**

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

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

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) 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 przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez PGB DYSTRYBUCJA odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PGB DYSTRYBUCJA następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.5.3.1.:
 - a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
 - a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:
 - a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGB DYSTRYBUCJA.
- II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.**
- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV PGB DYSTRYBUCJA, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
 - a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozptyły mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają PGB DYSTRYBUCJA wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGB DYSTRYBUCJA.

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.6.1. Postanowienia ogólne

- II.6.1.1. PGB DYSTRYBUCJA opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.
- II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- II.6.1.3. Projekt planu rozwoju nie podlega uzgodnieniu z Prezesem URE zgodnie z art. 16 ust.13 Ustawy.
- II.6.1.4. PGB DYSTRYBUCJA 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.6.2. Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.

II.6.2.1. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania PGB DYSTRYBUCJA,
- c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania PGB DYSTRYBUCJA i straty,
- e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania PGB DYSTRYBUCJA,
- f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
- g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
- i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,
- e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
- h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
- i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
- j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanego mocy,

- k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

- III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA 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 OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
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 PGB DYSTRYBUCJA, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA 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, telemechaniki i

układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

PGB DYSTRYBUCJA 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 eksploatowanych przez PGB DYSTRYBUCJA określa PGB DYSTRYBUCJA w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych. eksploatowanych przez PGB DYSTRYBUCJA”.

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.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez PGB DYSTRYBUCJA przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, PGB DYSTRYBUCJA i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z PGB DYSTRYBUCJA, jeżeli właścicielem nie jest PGB DYSTRYBUCJA) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRIESD. PGB DYSTRYBUCJA, 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.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSD.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA są prowadzone w uzgodnieniu z PGB DYSTRYBUCJA.
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z PGB DYSTRYBUCJA reguluje umowa.
- III.4.3. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- III.4.4. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.
- III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo - rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu przesyłowego.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- dla obiektu elektroenergetycznego - dokumentację prawną i techniczną,
 - dla urządzeń - dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu - jeżeli jest wymagana lub zaświadczenie o zgodności z zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,
 - dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - pozwolenie na użytkowanie - jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumentację projektową i powykonawczą,

- 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 uzemień,
 - 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) j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
 - k) k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
 - l) 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. PGB DYSTRYBUCJA, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.6.2. W przypadku powierzenia PGB DYSTRYBUCJA prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

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 PGB DYSTRYBUCJA informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA spory rozstrzyga PGB DYSTRYBUCJA.
- III.7.6. PGB DYSTRYBUCJA sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. PGB DYSTRYBUCJA oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.8.2. PGB DYSTRYBUCJA 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. PGB DYSTRYBUCJA zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. DYSTRYBUCJA opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PGB DYSTRYBUCJA zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA uzgadniają z PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA ustalonego w pkt. VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA przekazują do PGB DYSTRYBUCJA zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.1.1. 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.

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

- awaria w systemie,
- awaria sieciowa.

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

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

IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa IRiESP.

IV.1.4. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo stosować zgodnie z IRiESP Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- a) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
- b) Awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

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

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

- IV.1.6. PGB DYSTRYBUCJA wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. PGB DYSTRYBUCJA w uzgodnieniu z OSP opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - awaryjne układy pracy sieci,
 - wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa lub awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, PGB DYSTRYBUCJA udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.10. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, przyczyn jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych działań w przyszłości, PGB DYSTRYBUCJA ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. PGB DYSTRYBUCJA prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA.
- IV.2.2. PGB DYSTRYBUCJA 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 OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w

drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i PGB DYSTRYBUCJA podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

PGB DYSTRYBUCJA na polecenie OSP 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 PGB DYSTRYBUCJA 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.,

e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt. IV.3.6.

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 gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

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

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów 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 gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3. OSP we współpracy z PGB DYSTRYBUCJA opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia

obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

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

IV.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IV.3.2.4., wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.

IV.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IV.3.2.3. obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:

- a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
- b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
- c) uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
- d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

IV.3.2.7. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:

- a) przygotowanie przez PGB DYSTRYBUCJA w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA,
- b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez PGB DYSTRYBUCJA z operatorem systemu przesyłowego,
- c) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez PGB DYSTRYBUCJA lub w formie elektronicznej na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do PGB DYSTRYBUCJA przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, OSDn przyłączeni do sieci PGB DYSTRYBUCJA są zobowiązani do powiadomienia o tym PGB DYSTRYBUCJA w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych od zaistniałej zmiany.

IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,

- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - i. zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - ii. zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

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

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

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

IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) polecane stopnie zasilania,
- b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. **Tryb normalny na polecenie OSP.**

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

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

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IV.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. **Tryb awaryjny.**

- IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez PGB DYSTRYBUCJA, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, PGB DYSTRYBUCJA jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.
- IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
- Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
 - Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
 - Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
 - Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IV.3.2.8.c).ii).
- IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).
- IV.3.4.7. Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.
- IV.3.4.8. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4.6., OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
- wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp lub,
 - obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.
- IV.3.4.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.
- IV.3.5. **Tryb automatyczny**
- IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o

którym mowa w IRIESP), w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączenia przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

IV.3.5.2. PGB DYSTRYBUCJA realizuje wymagania pkt. IV.3.5.1. do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.

IV.3.5.3. PGB DYSTRYBUCJA w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do PGB DYSTRYBUCJA informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

IV.3.5.4. PGB DYSTRYBUCJA w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.

IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5.6. Postanowień pkt. IV.3.5. nie stosuje się w odniesieniu do OSDp, do którego sieci przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50% zapotrzebowania na moc tego OSDp. W tym przypadku zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci.

IV.3.6. **Tryb ograniczenia poziomu napięć**

IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepek transformatora 110 kV/SN, lub
- b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

IV.3.6.4. PGB DYSTRYBUCJA i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) poziom napięcia,

- b) pozycje przełączników zaczepek transformatorów 110 kV/SN,
- c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

V. WSPÓŁPRACA PGB DYSTRYBUCJA Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. PGB DYSTRYBUCJA współpracuje z następującymi operatorami:
 - a) operatorem systemu przesyłowego,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami i sprzedawcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy PGB DYSTRYBUCJA z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.
- V.3. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4. Zasady i zakres współpracy PGB DYSTRYBUCJA z operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w niniejszej IRiESD i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA i OSDn.
- V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z OSP oraz z właściwymi OSD, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.7. PGB DYSTRYBUCJA umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
 - a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGB DYSTRYBUCJA zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGB DYSTRYBUCJA zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii

- elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych,
- c) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA,
 - d) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA

VI.1. OBOWIĄZKI PGB DYSTRYBUCJA

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu PGB DYSTRYBUCJA na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, 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 lub przesyłania oraz umowy kompleksowe,
- f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
- g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
- h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

- VI.1.3. Działania PGB DYSTRYBUCJA w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z OSP oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.1.4. OSP koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- VI.1.5. PGB DYSTRYBUCJA na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV, PGB DYSTRYBUCJA otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.

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

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., PGB DYSTRYBUCJA organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez PGB DYSTRYBUCJA i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 OSD.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie PGB DYSTRYBUCJA 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. PGB DYSTRYBUCJA przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
 - a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, innych niż JWCD,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
 - e) 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 PGB DYSTRYBUCJA, polegające w szczególności na:
 - a) monitorowaniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych - z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z OSP, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,

- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego PGB DYSTRYBUCJA.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie PGB DYSTRYBUCJA na obszarze sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA, 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. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych OSD zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.10. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez PGB DYSTRYBUCJA opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.2.11. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt. VI.2.9. oraz VI.2.10. 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,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.2.12. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi PGB DYSTRYBUCJA, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. PGB DYSTRYBUCJA sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VI.3.2. PGB DYSTRYBUCJA w uzgodnieniu z OSP sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez OSP. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez OSP.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt. VI.3.4. jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.6. PGB DYSTRYBUCJA ustala sposób udostępniania planów o których mowa w pkt. VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSP.
- VI.3.7. PGB DYSTRYBUCJA sporządza i udostępnia plany:
 - a) których mowa w pkt. VI.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - b) których mowa w pkt. VI.3.2. - do godz. 16:00 doby $n-1$.
- VI.3.8. PGB DYSTRYBUCJA zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez OSP, PGB DYSTRYBUCJA uzgadnia harmonogramy remontów z OSP.
- VI.3.9. PGB DYSTRYBUCJA przesyła do wytwórców zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
 - a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.10. PGB DYSTRYBUCJA, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNA

- VI.4.1. PGB DYSTRYBUCJA sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- VI.4.2. PGB DYSTRYBUCJA planuje wymianę mocy i energii elektrycznej z innymi operatorami realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt. VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSP.
- VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez PGB DYSTRYBUCJA uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- VI.5.2. PGB DYSTRYBUCJA określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczepów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez PGB DYSTRYBUCJA do dnia:
- 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
 - 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. PGB DYSTRYBUCJA opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- VI.6.2. PGB DYSTRYBUCJA opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSP w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA:
- plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego,
 - plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,

- c) plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - d) plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają PGB DYSTRYBUCJA propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.4.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia PGB DYSTRYBUCJA w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA:
- a) do planu rocznego - w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,
 - b) do planu miesięcznego - w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) do planu tygodniowego - w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - d) do planu dobowego - do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do PGB DYSTRYBUCJA propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) operatywną gotowość - rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi,
 - d) 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 harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do PGB DYSTRYBUCJA wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. PGB DYSTRYBUCJA ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do PGB DYSTRYBUCJA w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA przed planowanym wyłączeniem. OSP, PGB DYSTRYBUCJA i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- VI.6.7. PGB DYSTRYBUCJA podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. VI.6.8.
- VI.6.8. PGB DYSTRYBUCJA podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:
- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego - w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego - w ramach planu miesięcznego,

- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego - w ramach planu tygodniowego,
 - d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego - w ramach planu dobowego.
- VI.6.9. PGB DYSTRYBUCJA jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.
- VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PGB DYSTRYBUCJA, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego PGB DYSTRYBUCJA, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. PGB DYSTRYBUCJA ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia PGB DYSTRYBUCJA w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych - dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych - dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. PGB DYSTRYBUCJA może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowe przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. PGB DYSTRYBUCJA zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez PGB DYSTRYBUCJA uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt. VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez PGB DYSTRYBUCJA uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych

przez OSP, zgodnie z IRiESP, PGB DYSTRYBUCJA uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

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

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z PGB DYSTRYBUCJA plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem OSP.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, PGB DYSTRYBUCJA określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt. VI.8.1:
- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- VI.8.4. PGB DYSTRYBUCJA i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt. VI.8.1., jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5. PGB DYSTRYBUCJA może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- VI.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania PGB DYSTRYBUCJA informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDP

- VI.9.1. PGB DYSTRYBUCJA otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci PGB DYSTRYBUCJA oraz pozostali odbiorcy wskazani przez PGB DYSTRYBUCJA, sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt II.5.
- VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji), przekazują w formie ustalonej przez PGB DYSTRYBUCJA następujące informacje:
- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej

z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

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

VI.9.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do PGB DYSTRYBUCJA:

- a) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,
- b) planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] w rozbiu na godziny jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) ilość energii przesłanej do innego operatora dla każdej godziny doby.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGB DYSTRYBUCJA

VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRIESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku

możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

- VII.2. Sieć dystrybucyjna PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

- VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110 kV/SN i SN/nN określa PGB DYSTRYBUCJA. W przypadku transformatorów 110 kV/NN warunki te określa PGB DYSTRYBUCJA w porozumieniu z OSP.
- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez PGB DYSTRYBUCJA.
- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych PGB DYSTRYBUCJA powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w PGB DYSTRYBUCJA.

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. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- napięcia znamionowe,
- częstotliwość znamionowa.

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

VIII.1.3. W normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia

zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\tan \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VIII.1.4. W normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

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

➤ dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

➤ dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste	Harmoniczne parzyste
-------------------------	----------------------

nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5x \frac{25}{25}$				

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

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

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

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

VIII.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. VIII.4.1.4.), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

- VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- VIII.2.5. PGB DYSTRYBUCJA w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
- Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.
- Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VIII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 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_{it} nie powinna być większa niż 0,65,
 - c) wartość $d(t) = \frac{U}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500ms,

d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{U}{U_n}$ 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 harmonicznego prądu

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

- Klasa A - symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- 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,
- Klasa C - sprzęt oświetleniowy,
- 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 harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym <16A zakwalifikowane do:

- Klasy A podano w Tabelicy 1,
- Klasy B podano w Tabelicy 2,
- Klasy C podano w Tabelicy 3,
- Klasy D podano w Tabelicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
	$0,15 \frac{15}{n}$

$15 \leq n \leq 39$	
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \frac{8}{n}$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

- VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $>16A$.
Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego 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	0,7
≥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,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,

- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,

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

VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w Ustawie i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.1.

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMIS SYSTEMOWYMI

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 (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) decyzji Prezesa URE znak: DRE.WOSE.4711.15.5.2017.BT z dnia 13 lipca 2017 r. o wyznaczeniu PGB DYSTRYBUCJA Sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej PGB DYSTRYBUCJA,
- c) koncesji PGB DYSTRYBUCJA na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DEE/372/24241/W/DRE/2017/BT z dnia 12 lipca 2017 r.,
- d) taryfy PGB DYSTRYBUCJA,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A. (OSP).

A.1.2. PGB DYSTRYBUCJA jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD), którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDn.

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

A.1.4. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn”, realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSDp a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z PGB DYSTRYBUCJA albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą stosowną umowę z PGB DYSTRYBUCJA jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanymi dalej URDn) reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

- A.1.6. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA i realizowanych w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, 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 oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- f) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- 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 współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA i innych OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

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

- a) PGB DYSTRYBUCJA,
- b) ,
- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, których sieci są połączone z sieciami PGB DYSTRYBUCJA,
- d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,

- e) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte stosowne umowy z PGB DYSTRYBUCJA,
- g) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte stosowne umowy dla usługi kompleksowej z PGB DYSTRYBUCJA
- h) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do g) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

- A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP- Bilansowanie.
- A.3.2. PGB DYSTRYBUCJA w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:
 - a) umów sprzedaży energii elektrycznej - na podstawie stosownej umowy zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
 - b) umów kompleksowych - na podstawie stosownej umowy zawartej ze sprzedawcą, zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego PGB DYSTRYBUCJA oraz przy zachowaniu jej bezpieczeństwa.
- A.3.3. PGB DYSTRYBUCJA uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci PGB DYSTRYBUCJA oraz sieci OSDn, dla których PGB DYSTRYBUCJA realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zmian we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale E.

- A.3.9. PGB DYSTRYBUCJA zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł stosowne umowy,
 - b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł stosowne umowy,
 - c) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy PGB DYSTRYBUCJA z OSDn, określa umowa zawarta pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1., IRiESD-Bilansowanie.

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

- A.4.1. PGB DYSTRYBUCJA zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do PGB DYSTRYBUCJA w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach zawartych z PGB DYSTRYBUCJA.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z PGB DYSTRYBUCJA 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
- A.4.3.1. PGB DYSTRYBUCJA, 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 PGB DYSTRYBUCJA,
 - c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą stosowną umowę z PGB DYSTRYBUCJA,
 - d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_w) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z PGB DYSTRYBUCJA.
- A.4.3.2. PGB DYSTRYBUCJA, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7. realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą stosowną umowę z PGB DYSTRYBUCJA.
- A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a PGB DYSTRYBUCJA, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórcy (URD_w) również zasad jego zmiany,
 - b) sposób i zasady rozliczeń z PGB DYSTRYBUCJA z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórcy (URD_w),

- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE), zgodny z pkt. C.1.5.
- A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz stosownej umowie zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a sprzedawcą.
- A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci PGB DYSTRYBUCJA, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGB DYSTRYBUCJA oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez PGB DYSTRYBUCJA z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:
- oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającą prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
 - kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
 - dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - osoby upoważnione do kontaktu z PGB DYSTRYBUCJA oraz ich dane adresowe,
 - warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze PGB DYSTRYBUCJA,
 - wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
 - wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
 - zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
 - zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
 - zasady przekazywania przez PGB DYSTRYBUCJA na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru PGB DYSTRYBUCJA oraz obszaru OSDn, dla którego PGB DYSTRYBUCJA realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.
- A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA, posiadający stosowną umowę zawartą z PGB DYSTRYBUCJA, może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po zawarciu odrębnej umowy lub określeniu tego faktu w stosownej umowie z PGB DYSTRYBUCJA. Umowa ta określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. Umowa powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać co najmniej następujące elementy:
- terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
 - zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,

- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGB DYSTRYBUCJA,
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD oraz zaprzestania świadczenia usług dystrybucji przez PGB DYSTRYBUCJA tym URD,
- e) zasady realizacji przez PGB DYSTRYBUCJA umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców ze sprzedawcą,
- f) osoby upoważnione do kontaktu z PGB DYSTRYBUCJA oraz ich dane adresowe,
- g) zasady wstrzymywania i wznowiania przez PGB DYSTRYBUCJA dostarczania energii do URD,
- h) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowo-rozliczeniowych, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- i) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PGB DYSTRYBUCJA o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- j) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA, na podstawie umów kompleksowych, posiadający stosowną umowę zawartą z PGB DYSTRYBUCJA, może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. Umowa sprzedawcy z PGB DYSTRYBUCJA określa warunki realizacji umów kompleksowych dla wszystkich URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. Umowa sprzedawcy z PGB DYSTRYBUCJA powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach kompleksowych,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGB DYSTRYBUCJA,
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV oraz zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez PGB DYSTRYBUCJA tym URD,
- e) zasady realizacji przez PGB DYSTRYBUCJA umów kompleksowych zawieranych przez URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV ze sprzedawcą,
- f) warunki świadczenia przez PGB DYSTRYBUCJA usług dystrybucji URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,

- g) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a sprzedawcą,
- h) zasady zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
- i) zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a sprzedawcą,
- j) osoby upoważnione do kontaktu z PGB DYSTRYBUCJA oraz ich dane adresowe,
- k) zasady wstrzymywania i wznowiania przez PGB DYSTRYBUCJA dostarczania energii URD,
- l) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV, w tym danych pomiarowo- rozliczeniowych i miejsc dostarczania energii do tych URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- m) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PGB DYSTRYBUCJA o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- n) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- o) zasady i warunki świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.

Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD innym, niż gospodarstwa domowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym do 1kV, na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA na podstawie umów kompleksowych, może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej dla tych URD. Zasady realizacji umów kompleksowych z tymi URD, określa odrębna umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarta pomiędzy sprzedawcą a PGB DYSTRYBUCJA.

- A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGB DYSTRYBUCJA stosowną umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz PGB DYSTRYBUCJA,
 - b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGB DYSTRYBUCJA,
 - c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami stosownych umów dystrybucji w których będzie wskazany POB, posiadający umowę o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z PGB DYSTRYBUCJA,
 - d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - e) osoby upoważnione do kontaktu z PGB DYSTRYBUCJA oraz ich dane adresowe,
 - f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
 - g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
 - h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
 - i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych;
 - j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

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

A.5.1. PGB DYSTRYBUCJA bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

PGB DYSTRYBUCJA bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, PGB DYSTRYBUCJA realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- d) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- e) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- f) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
- h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji
- i) obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, PGB DYSTRYBUCJA realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB 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 oraz URD_w do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów zawartych z PGB DYSTRYBUCJA,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie umów zawartych z PGB DYSTRYBUCJA,

- d) przyporządkowuje URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe w sieci dystrybucyjnej na podstawie umów zawartych z PGB DYSTRYBUCJA,
 - e) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
 - f) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
 - g) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.
- A.5.4. PGB DYSTRYBUCJA nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.
- A.5.5. PGB DYSTRYBUCJA nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci PGB DYSTRYBUCJA oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie OSD, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- a) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu). .._(oznaczenie kodowe OSD)..._W...(numer podmiotu),.
 - b) URD typu odbiorca - AAAA_KodOSD_O_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._O...(numer podmiotu)...,
 - c) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._P...(numer podmiotu),.
- A.5.6. Oznaczenia kodowe PGB DYSTRYBUCJA są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA i OSP umowy przesyłowej.
- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy pomiędzy podmiotem oraz PGB DYSTRYBUCJA.
- A.5.8. PGB DYSTRYBUCJA nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:
 (rodzaj obiektu)_(POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),
- A.5.10. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:
 (rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDp)_(typ URD)_(numer podmiotu),

- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA- AAAXX, gdzie:
(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego),
- A.5.12. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym numerem jednoznacznie identyfikującym punkt przyłączenia do sieci o następującej postaci:
(PL)_(BBBB)_(unikalne dopełnienie), gdzie:
PL-kod kraju,
BBBB-kod OSDp,
unikalne dopełnienie- o długości 9 znaków stosowane przez PGB DYSTRYBUCJA.
Powyższy format kodu PPE będzie obowiązywał do momentu wprowadzenia przez PGB DYSTRYBUCJA nowego formatu kodu PPE, w celu ujednoczenia formatów w skali całego kraju.
Nowy format kodu PPE określony w pkt. A.5.13 oraz zasady jego nadawania i renumeracji istniejących kodów PPE określone w pkt. od A.5.14. do A.5.20. będą obowiązywać od daty o której mowa w pkt. A.5.16.
- A.5.13. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:
(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)
gdzie:
590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1
J1J2J3J4 - numer PGB DYSTRYBUCJA nadawany przez polską organizację GS1
S1S2S3S4S5S6S1S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez PGB DYSTRYBUCJA dla danego PPE
K - cyfra kontrolna
W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.
- A.5.14. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.
- A.5.15. Kod PPE jest nadawany przez PGB DYSTRYBUCJA po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci PGB DYSTRYBUCJA, a przed zawarciem przez URD umowy na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.
- A.5.16. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE PGB DYSTRYBUCJA poinformuje sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z PGB DYSTRYBUCJA będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie określonym w pkt. A.5.13., w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem o którym mowa w zdaniu pierwszym.
Wraz z ww. informacją PGB DYSTRYBUCJA udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.
- A.5.11. Zmiana kodów PPE nadanych przez PGB DYSTRYBUCJA nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.
- A.5.18. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. D.3.6.
- A.5.19. Zasady nadawania kodów PPE:

- a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
- b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.15., z zastrzeżeniem pkt. A.5.16.,
- c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania PGB DYSTRYBUCJA , w którym następuje:
 - „pobór”, „wprowadzenie” lub „pobór i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz
 - pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczenie na potrzeby rozliczeń,
- d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD PGB DYSTRYBUCJA nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów PPE,
- e) 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,
- f) 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,
- g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
- h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobór i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowo, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- b) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- c) w budynkach wielolokalowych każdy punkt poboru energii, 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 PGB DYSTRYBUCJA W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

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

- A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z PGB DYSTRYBUCJA, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej IRiESD.
- A.6.3. Warunkiem przekazywania przez PGB DYSTRYBUCJA danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:
- a) świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a OSP,
 - b) współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a OSDn,
 - c) świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA świadczącym usługi dystrybucji dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP),
 - d) świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn.
- A.6.4. W celu umożliwienia PGB DYSTRYBUCJA przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:
- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
 - b) dostarczania do PGB DYSTRYBUCJA danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URDn, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB,
 - c) przekazywania do PGB DYSTRYBUCJA skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,
 - d) niezwłocznego przekazywania PGB DYSTRYBUCJA informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,
 - e) niezwłocznego informowania PGB DYSTRYBUCJA o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.
- A.6.5. Przekazywanie danych przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:
- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
 - b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórcy.

- A.6.6. Wyznaczanie i przekazywanie do PGB DYSTRYBUCJA oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD.
- A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w w obszarze sieci PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSD_n, będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez PGB DYSTRYBUCJA danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URD_n będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).
- A.6.8. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD_n, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD_n będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

- A.7.1. Zasady nadawania certyfikatów oRed
 - A.7.1.1. ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.
 - A.7.1.2. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym Powyżej 1 kV. Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spieniają one wymagania określone w pkt. A.6.1.9. ppkt. 4) - 5).
 - A.6.1.3. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej.
 - A.6.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE. Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSD_n będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSD_n jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSD_n.
 - A.6.1.5. Certyfikat dla oRed jest wydawany przez PGB DYSTRYBUCJA, jeśli oRed jest przyłączony wyłącznie do sieci PGB DYSTRYBUCJA lub do sieci PGB DYSTRYBUCJA i OSD_n, którego sieć jest połączona z siecią PGB DYSTRYBUCJA; W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD_n, którego sieć jest połączona z siecią PGB

DYSTRYBUCJA, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.6.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGB DYSTRYBUCJA, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do PGB DYSTRYBUCJA również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla PGB DYSTRYBUCJA do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.6.1.7.), wystawionego przez OSDn. Za datę wydania Certyfikatu dla ORed uznaje się datę jego rejestracji przez PGB DYSTRYBUCJAa w powyższym systemie informatycznym OSP. Jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDn zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSDn i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji i zapotrzebowania.

A.6.1.6. Odbiorca w oRed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) PGB DYSTRYBUCJA - jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA;
- 2) OSDn - jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

A.6.1.7. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

A.6.1.8. Wniosek o wydanie certyfikatu dla oRed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
- 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.6.1.3.;
- 5) atrybut ORed (ORed 0 - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną) ;
- 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci PGB DYSTRYBUCJA),

- b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do PGB DYSTRYBUCJA i PGB DYSTRYBUCJA do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
- c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- d) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- e) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
- f) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
- g) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.6.1.8. ppkt. 1) -5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
- h) o tym, że Odbiorcą w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy j.edynie przypadku, gdy PGB DYSTRYBUCJA wydaje certyfikat dla ORed będących jednocześnie OSDn).

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 PGB DYSTRYBUCJA lub upoważniony przez niego podmiot, składa do PGB DYSTRYBUCJA wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez PGB DYSTRYBUCJA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA. Na każde żądanie PGB DYSTRYBUCJA, Odbiorca w ORed dostarczy do PGB DYSTRYBUCJA w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.6.1.9. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD PGB DYSTRYBUCJA lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
- 5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSP w trybie dobowym.

A.6.1.10. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.6.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez PGB

DYSTRYBUCJA albo OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

- A.6.1.11. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.6.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.6.1.7.) do PGB DYSTRYBUCJA, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do PGB DYSTRYBUCJA Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu. OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do PGB DYSTRYBUCJA wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.6.1.5. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez PGB DYSTRYBUCJA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA. Na każde żądanie PGB DYSTRYBUCJA, OSDn dostarczy do PGB DYSTRYBUCJA w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania Żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.6.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn. OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.6.1.9.
- A.6.1.12. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do PGB DYSTRYBUCJA celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania, w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.
- A.6.1.13. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.6.1.9., PGB DYSTRYBUCJA albo PGB DYSTRYBUCJA upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia PGB DYSTRYBUCJA systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.6.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatu dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez PGB DYSTRYBUCJA.
- A.6.1.14. Certyfikat dla ORed zawiera:
- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.6.1.13.;
 - 2) lokalizację sieciową ORed - przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kv/SN w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA;
 - 3) dane ORed (nazwa, adres);

- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE PGB DYSTRYBUCJA, o którym mowa w pkt. A.5.12. acody 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 PGB DYSTRYBUCJA i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) datę wydania certyfikatu;
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) atrybut ORed (ORed 0 - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

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

- A.6.1.15. W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed. W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.6.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w poniższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.
- A.6.1.16. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A. 10.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do odpowiednio PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do PGB DYSTRYBUCJA).
- A.6.1.17. Odpowiednio PGB DYSTRYBUCJA albo PGB DYSTRYBUCJA upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:
- 1) o którym mowa w pkt. A.6.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
 - 2) gdy odpowiednio PGB DYSTRYBUCJA albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt.10.1.9. ppkt. 2) - 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do PGB DYSTRYBUCJA, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji i zapotrzebowania na polecenie OSP,
 - 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.
- Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez PGB DYSTRYBUCJA w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP.

- A.6.1.18. Wniosek, o którym mowa w pkt. A.6.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt. A.6.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. A.6.1.17. ppkt. 2) składane są na wskazany przez PGB DYSTRYBUCJA adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA. PGB DYSTRYBUCJA przesyła Certyfikat dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA albo do OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której PGB DYSTRYBUCJA otrzymał ten wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.
- A.6.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych oRed
- A.6.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.
- A.6.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
- A.6.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez PGB DYSTRYBUCJA od OSP informacji:
- 1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
 - 2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.
- PGB DYSTRYBUCJA po otrzymaniu od OSP powyższych informacji, dokonuje (w dobie n+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, PGB DYSTRYBUCJA przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.6.2.7. -A.6.2.9.
- PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.6.2.5.
- A.6.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, PGB DYSTRYBUCJA przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.6.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGB DYSTRYBUCJA.
- A.6.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGB DYSTRYBUCJA, zobowiązany jest do przekazywania do PGB DYSTRYBUCJA godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:
- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.6.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od PGB DYSTRYBUCJA,
 - 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.6.2.7., w terminie do doby n+2,
 - 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.6.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca 7n+J,
 - 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.6.2.9., za miesiąc m, w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje do PGB DYSTRYBUCJA godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez PGB DYSTRYBUCJA 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. Dodatkowo szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez PGB DYSTRYBUCJA zgodnie ze standardem WIRE.

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

A.6.2.6. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.6.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.

A.6.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , PGB DYSTRYBUCJA dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PGB DYSTRYBUCJA i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do PGB DYSTRYBUCJA zgodnie z pkt. A.6.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do PGB DYSTRYBUCJA o dane pomiarowe dla wskazanych PPE.

W odpowiedzi na wysłane zapytanie, PGB DYSTRYBUCJA przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez PGB DYSTRYBUCJA w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.6.2.7. W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.6.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGB DYSTRYBUCJA do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do PGB DYSTRYBUCJA zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie PGB DYSTRYBUCJA przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

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

A.6.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URDO

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_o lub upoważnionego przez niego sprzedawcę. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez PGB DYSTRYBUCJA na stronie internetowej.
- B.2. PGB DYSTRYBUCJA wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie:
- do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URD_o w gospodarstwie domowym,
 - do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla pozostałych URD_o;
- Podpisana jednostronnie przez URD_o umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści zaproponowanej przez PGB DYSTRYBUCJA i uzgodnionej przez PGB DYSTRYBUCJA i URD_o, powinna być dostarczona do PGB DYSTRYBUCJA nie później niż do dnia otrzymania przez PGB DYSTRYBUCJA powiadomienia, o którym mowa w pkt F.1.1., z zastrzeżeniem pkt D.1.2. lit b.
- 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 PGB DYSTRYBUCJA dla URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w GUD-K zawieranej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a sprzedawcą.
- B.5. W przypadku zawarcia przez URD w gospodarstwie przyłączonym do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1 kV z nowym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem zmiany sprzedawcy umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji, której stroną był ten URD. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych określa rozdział F.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

- C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH
- C.1.1. PGB DYSTRYBUCJA na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRIESP, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będącą w posiadaniu PGB DYSTRYBUCJA. PGB DYSTRYBUCJA może zlecić realizację funkcji Operatora Pomiarów – w całości lub w części - innemu podmiotowi.

- C.1.2. Administrowanie przez PGB DYSTRYBUCJA danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:
- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA,
 - wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - udostępnianie OSP, sąsiednim OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. PGB DYSTRYBUCJA pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). PGB DYSTRYBUCJA pozyskuje te dane w postaci:
- godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników - dane godzinowe,
 - 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. Dane pomiarowe o których mowa:
- w powyższym ppkt. a), PGB DYSTRYBUCJA pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
 - w powyższym ppkt. b), PGB DYSTRYBUCJA pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA, a URD lub umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD w gospodarstwach domowych. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PGB DYSTRYBUCJA harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.
- C.1.4. PGB DYSTRYBUCJA wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- C.1.5. PGB DYSTRYBUCJA wyznacza rzeczywiste ilości energii wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA na podstawie:
- uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
 - danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,

- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
 - d) standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G.), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo- rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo- rozliczeniowych o których mowa w pkt. C.1.6. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, PGB DYSTRYBUCJA w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRIESD albo zgłoszone przez sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez PGB DYSTRYBUCJA dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji PGB DYSTRYBUCJA, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRIESD.
- C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, PGB DYSTRYBUCJA wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- a) OSP jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRIESP,
 - b) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_w,
 - c) sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, PGB DYSTRYBUCJA udostępnia następujące dane pomiarowe:
- a) Sprzedawcom:
 - o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD - przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
 - godzinowe URD po ich pozyskaniu przez PGB DYSTRYBUCJA zgodnie z pkt. C.1.3.a).

Sposób przekazywania danych określa stosowna umowa, zawarta pomiędzy sprzedawcą i PGB DYSTRYBUCJA,

b) URD:

- o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej,

przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
- godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a PGB DYSTRYBUCJA.

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

C.1.12. PGB DYSTRYBUCJA udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa w pkt. C.1.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez PGB DYSTRYBUCJA). Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy sprzedawcą a PGB DYSTRYBUCJA. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- korekty danych składowych,
- rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

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

2) URD, korygowane są w przypadku:

- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - korekty danych składowych,
 - rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- W przypadku korekty danych pomiarowych, PGB DYSTRYBUCJA przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

C.1.14. URD, sprzedawcy, OSD_N oraz POB mają prawo wystąpić do PGB DYSTRYBUCJA z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. PGB DYSTRYBUCJA wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MB_{OSD} oraz MB_{ZW} na podstawie zapisów IRiESP oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

C.1.16. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD URBSD (METODA ROCZNA)

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

- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{Bi}) PGB DYSTRYBUCJA,
- 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze PGB DYSTRYBUCJA, z wyłączeniem MDD URB_{SD},
- 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej,
- 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD URB_{SD}.

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{Bi} PGB DYSTRYBUCJA odbywa się według następującego algorytmu:

- 1) PGB DYSTRYBUCJA dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, jako średnią z trzech wielkości dobowo-godzinowych z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSDp (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci PGB DYSTRYBUCJA (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy),
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych,
 - c) trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci.
- 2) Na podstawie określonej w powyższym pkt. 1) bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGB DYSTRYBUCJA, wyznaczana jest względna krzywa zapotrzebowania obszaru PGB DYSTRYBUCJA, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej PGB DYSTRYBUCJA.
- 3) Wyznaczony przez PGB DYSTRYBUCJA planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JG_{Bi} PGB DYSTRYBUCJA, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej PGB DYSTRYBUCJA (wyznaczoną zgodnie z powyższym pkt. 2) na poszczególne godziny tego okresu.

Ustala się że:

- a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej PGB DYSTRYBUCJA jest wielkością niezmienną - ustaloną na okres roku kalendarzowego,
 - b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustalaną przez PGB DYSTRYBUCJA przed rozpoczęciem tego okresu.
- 4) PGB DYSTRYBUCJA do końca października, udostępnia POB URB_{SD}, planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JG_{Bi}.

C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, z wyłączeniem MDD URB_{SD}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa PGB DYSTRYBUCJA według następujących zasad:

- 1) Wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *n-tej* Dobie handlowej, wyznaczona od *n+1* do *n+4* Doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} PGB DYSTRYBUCJA, o którym mowa w pkt. C.2.2.3),
- 2) Ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru PGB DYSTRYBUCJA, o której mowa w pkt. C.2.2.3).

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

$$E_{URB_{SD}} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSD}^{+/-} + E_{URB_{OK}}^{+/-} + E_{URD_{W}}^{+/-} - E_{URD_{P}}^{-/+} - E_{RB_{OSD}} - E_{URD_{P}}$$

Gdzie:

$E_{OSP}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGB DYSTRYBUCJA z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{WYT}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez wytwórców, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{OSD}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{URB_{OK}}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez uczestników rynku bilansującego typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{URD_{W}}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez URD _w , w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB UR _{BSD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
$E_{URD_{P}}^{-/+}$	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGB DYSTRYBUCJA przez URD, dla których POB UR _{BSD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
$E_{RB_{OSD}}$	ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej PGB DYSTRYBUCJA, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7 za zakończony rok kalendarzowy;
$E_{URD_{P}}$	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci OSD przez URD dla których UR _{BSD} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe.

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} PGB DYSTRYBUCJA na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.

- C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:
- 1) PGB DYSTRYBUCJA po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} , poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
 - 2) Korekta ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczona przez PGB DYSTRYBUCJA, zgłaszana jest na Rynku Bilansującym celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.
- C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: $m-2$, $m-4$ oraz $m-15$, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.
- C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} i JG_{BI} PGB DYSTRYBUCJA wyznaczone w miesiącu m dla miesiąca $m-15$ uznawane są za ostateczne.

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 PGB DYSTRYBUCJA, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4.:
- a) URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGB DYSTRYBUCJA albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą, z zastrzeżeniem ppkt. b),
 - b) w przypadku braku zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w ppkt. a), dopuszcza się złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt. D.2.4. oświadczenia woli (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA) obejmującego zgodę URD na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGB DYSTRYBUCJA, na warunkach wynikających z:
 - i. wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - ii. taryfy PGB DYSTRYBUCJA oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA,
 - iii. dotychczasowej umowy kompleksowej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą PGB DYSTRYBUCJA oraz wzorem umowy o którym mowa powyżej w ppkt. i.,

c) nowy sprzedawca energii elektrycznej powinien mieć zawartą stosowną umowę z PGB DYSTRYBUCJA.

Poprzez złożenie oświadczenia, o którym mowa w ppkt. b), następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD i OSD, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń. W takim przypadku OSD, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, przekazuje sprzedawcy upoważnionemu przez URD potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

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 PGB DYSTRYBUCJA maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci PGB DYSTRYBUCJA na niskim napięciu, PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez PGB DYSTRYBUCJA, a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1,
- 2) ostatniego posiadanego przez PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez PGB DYSTRYBUCJA do realizacji nowej umowy sprzedaży lub 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 POB wskazanego w przez tego sprzedawcę w umowie pomiędzy nim a PGB DYSTRYBUCJA.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje PGB DYSTRYBUCJA o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku nie dotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, PGB DYSTRYBUCJA będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez PGB DYSTRYBUCJA od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

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 PGB DYSTRYBUCJA i sprzedawcami odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny PGB DYSTRYBUCJA., zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji” (SWI), opublikowanym na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA.

O zmianie „Standardów wymiany informacji” PGB DYSTRYBUCJA informuje sprzedawców, posiadających podpisaną stosowną umowę, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany wynikają z potrzeb PGB DYSTRYBUCJA. W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji” wynikają ze zmian przepisów prawa, PGB DYSTRYBUCJA informuje sprzedawców, posiadających podpisaną stosowną umowę, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji”, który wynika z tych zmian prawnych.

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 o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA, a URD - w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
- b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.

D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową.

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

D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia PGB DYSTRYBUCJA o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się, poprzez dedykowany system informatyczny PGB DYSTRYBUCJA, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia PGB DYSTRYBUCJA o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA).

D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia PGB DYSTRYBUCJA, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć PGB DYSTRYBUCJA oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

D.2.6. PGB DYSTRYBUCJA 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.

- PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA 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 lub błędy zawiera 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, PGB DYSTRYBUCJA 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 lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje nie później niż **w terminie 21 dni** kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez PGB DYSTRYBUCJA, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.2.4.
- D.2.10. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- D.2.11. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.
- D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW**
- D.3.1. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA:
- na stronach internetowych PGB DYSTRYBUCJA,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych PGB DYSTRYBUCJA,
- D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:
- osobiście w siedzibie PGB DYSTRYBUCJA,
 - listownie na adres PGB DYSTRYBUCJA,
 - pocztą elektroniczną,
 - faksem,
 - telefonicznie.
- PGB DYSTRYBUCJA udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.
- D.3.4. PGB DYSTRYBUCJA informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,

- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - c) procedurze zmiany sprzedawcy,
 - d) wymaganych umowach,
 - e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych oraz weryfikacji powiadomień,
 - g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- D.3.5. Adresy pocztowe, adresy email oraz numery faksu niezbędne do kontaktu z PGB DYSTRYBUCJA zamieszczone są na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA oraz na fakturach wystawianych przez PGB DYSTRYBUCJA.
- D.3.6. PGB DYSTRYBUCJA oraz sprzedawcy umieszczają nr PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz IRiESP-Bilansowanie.
- POB jest ustanawiany przez:
- 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_o), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA;
 - 2) URD typu wytwórca (URD_w), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- URD_o wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z PGB DYSTRYBUCJA, ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_o.
- E.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_w, jest realizowany według następującej procedury:
- 1) Sprzedawca lub URD_w powiadamia PGB DYSTRYBUCJA, na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej PGB DYSTRYBUCJA o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URD_w przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URD_w;
 - 2) PGB DYSTRYBUCJA dokonuje weryfikacji wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
 - 3) PGB DYSTRYBUCJA, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,

- b) niezwłocznie informuje sprzedawcę lub URD_w oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_o posiadających umowę sprzedaży ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w do MB JG_o, którą dysponuje nowy POB;
- 4) PGB DYSTRYBUCJA, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_w o przyczynach negatywnej weryfikacji.
- E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5. Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę lub URD_w w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URD_w przekaże PGB DYSTRYBUCJA powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2.1). przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez PGB DYSTRYBUCJA pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.
- E.4. Z dniem zmiany POB, PGB DYSTRYBUCJA przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:
- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
 - 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB,
 - 3) URD_w mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_w,
 - 4) URD_o mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_o.
- E.5. Jeżeli PGB DYSTRYBUCJA otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2.1), od sprzedawcy lub URD_w przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. - E.4., w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD_w jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD_o lub na PGB DYSTRYBUCJA w przypadku utraty POB przez URD_w. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii lub świadczenie rezerwowej usługi kompleksowej do URD_o przejmuje sprzedawca rezerwowy.
- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_o, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URD_o utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URD_o traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku sposób

i zasady rozliczenia określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a URDo. Dla URD w gospodarstwach domowych, w przypadku o którym mowa w akapicie poprzednim, sprzedaż przejmuje sprzedawca z urzędu.

- E.8. Jeżeli URD_w utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_w, w porozumieniu z PGB DYSTRYBUCJA, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, a PGB DYSTRYBUCJA ma prawo do wyłączenia tego URD_w, bez ponoszenia przez PGB DYSTRYBUCJA odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a URD_w.
- E.9. PGB DYSTRYBUCJA niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URD_w, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URD_w jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_w jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania PGB DYSTRYBUCJA i sprzedawcy lub URD_w, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.11. Powiadomienie PGB DYSTRYBUCJA o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URD_w powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

- F.1.1. Powiadomianie o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt. D.2.
PGB DYSTRYBUCJA przyjmuje od sprzedawców powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych poprzez dedykowany system informatyczny PGB DYSTRYBUCJA umożliwiający wymianę informacji, danych i dokumentów.
- F.1.2. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez PGB DYSTRYBUCJA.
- 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 PGB DYSTRYBUCJA od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.

- F.1.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania PGB DYSTRYBUCJA o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku, o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać poprzez dedykowany system informatyczny na formularzu określonym przez PGB DYSTRYBUCJA w SWI, z wyprzedzeniem co najmniej 7 dni kalendarzowych.
- F.1.6. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do PGB DYSTRYBUCJA za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcia, a następnie PGB DYSTRYBUCJA informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, 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 w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- F.2.1. PGB DYSTRYBUCJA dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub 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. PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 3 do IRiESD.
W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, PGB DYSTRYBUCJA przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- 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 energii elektrycznej lub o umowach kompleksowych, o których mowa w pkt. F.1.1., PGB DYSTRYBUCJA przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. PGB DYSTRYBUCJA określa i wykorzystuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych

objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez PGB DYSTRYBUCJA spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Załączniku nr 5 do IRIESD.

- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, PGB DYSTRYBUCJA na podstawie:
- parametrów technicznych przyłącza,
 - grupy taryfowej usług dystrybucji zgodnej z taryfą PGB DYSTRYBUCJA określonej w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej,
 - historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej, przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia PGB DYSTRYBUCJA. W takim przypadku PGB DYSTRYBUCJA dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRIESD-Bilansowanie.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRIESD-Bilansowanie mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową lub mailową) lub ustnej (telefonicznie).
- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do PGB DYSTRYBUCJA, na adres:
PGB DYSTRYBUCJA SP. Z O.O.
ul. Gotarda 9, 02-683 Warszawa
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do PGB DYSTRYBUCJA powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu,
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
 - zgłaszane żądanie,
 - dokumenty uzasadniające żądanie.
- Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a) - d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez PGB DYSTRYBUCJA.
- H.5. PGB DYSTRYBUCJA rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji - jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej,
 - 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji - w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej. Jeżeli reklamacja została złożona przez odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii

elektrycznej, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez PGB DYSTRYBUCJA zgodnie z pkt. H.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do PGB DYSTRYBUCJA z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez PGB DYSTRYBUCJA żądania,
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. H.3.

H.7. PGB DYSTRYBUCJA rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. PGB DYSTRYBUCJA 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. PGB DYSTRYBUCJA przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA, a podmiotem zgłaszającym żądanie, nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej PGB DYSTRYBUCJA i podmiot składający reklamację.

H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

I.1. PGB DYSTRYBUCJA 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. PGB DYSTRYBUCJA 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.

- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA 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;
 - d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK;
 - e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PGB DYSTRYBUCJA podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, PGB DYSTRYBUCJA podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

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
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt 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-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana - jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana - jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{zw}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórczy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
rMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem: $P_{It} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ gdzie: <i>i</i> – rzqd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SNO.	Samoczynne napięciowe odciążenie
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: $THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$ gdzie: <i>i</i> – rzqd harmonicznej

	<i>U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej</i>
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URBSD – odbiorca sieciowy • URBOK – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
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.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie lub umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (PMD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,

	<p>c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,</p> <p>d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,</p> <p>e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,</p> <p>f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.</p>
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 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.
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
Mała instalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW.
Miejsce dostarczenia	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o

	świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV;
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: <ul style="list-style-type: none"> a) umowie o świadczenie usług dystrybucji, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresie 15 minutowych, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego OSD w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej niebędących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny
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 dotrzymanie 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.
Niebilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
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: <ul style="list-style-type: none"> 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 kłęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD;
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

Odbiorca 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 zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu 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.

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.
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) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów

	przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do 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.
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.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne .
Uczestnik Rynku Bilansującego	podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
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 właściwym OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrzędu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrzędu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
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.

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1. SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGOLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, z zastrzeżeniem pkt. II.4.1.5. - II.4.1.7. IRiESD. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.
- 1.2. PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla PGB DYSTRYBUCJA.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. PGB DYSTRYBUCJA decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną PGB DYSTRYBUCJA w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Dla jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej SN lub nN, moc zwarciova (S_k) w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN.
- 1.6. Moc zwarciova w miejscu przyłączania, o której mowa w pkt. 1.5. wyznaczona jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- 1.7. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciovej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.
- 1.8. W przypadku opracowania przez PGB DYSTRYBUCJA ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań. Wówczas kryterium określonego w pkt. 1.5. nie stosuje się.
- 1.9. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
- łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - 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 dla mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.
- 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. PGB DYSTRYBUCJA 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. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezwzględne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt. II.4.5. IRIESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.
- Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt. 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełno fazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo- nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełno fazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Jeżeli zabezpieczenia, o których mowa powyżej, znajdują się w wyposażeniu falownika nie ma potrzeby powielania tych zabezpieczeń.
- 3.6. PGB DYSTRYBUCJA decyduje w warunkach przyłączenia o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- a) łącznik określony w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w pkt. 2.2., gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. PGB DYSTRYBUCJA ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo. Nie dotyczy jednostek wytwórczych przyłączonych jednofazowo do sieci elektroenergetycznej.
- 3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami i małymi instalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania mikroinstalacji i małych instalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.13. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:

- a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z PGB DYSTRYBUCJA.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. PGB DYSTRYBUCJA może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa PGB DYSTRYBUCJA w warunkach przyłączenia.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 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 PGB DYSTRYBUCJA, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 4.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 -f 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.
- 4.3. 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.
- 4.4. 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 $-\Delta\phi < \pm 10^\circ$,
- 4.5. PGB DYSTRYBUCJA może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.

- 4.6. 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.
- 4.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z PGB DYSTRYBUCJA.
- 4.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, 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 PGB DYSTRYBUCJA o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i 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 szczególnie środki do redukcji wyższych harmonicznym, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} - moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} - moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, 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 PGB DYSTRYBUCJA, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{it} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{it} < 0,6$.
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- 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 PGB DYSTRYBUCJA,

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_o/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_o - prąd rozruchowy,

I_r - znamionowy prąd ciągły.

7. KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

PGB DYSTRYBUCJA 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. Postanowienia ogólne

- 8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

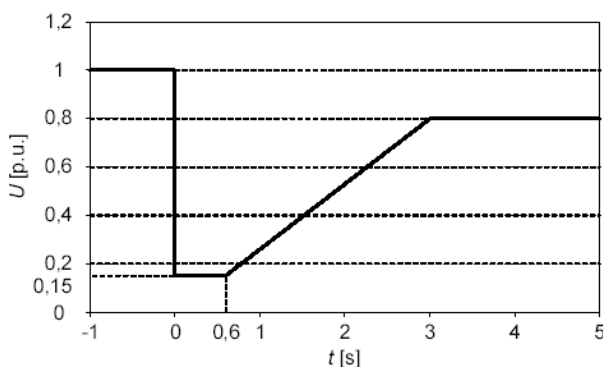
- 8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 8. niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA.
- 8.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA farmy wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 8. niniejszego załącznika po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.
- 8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
 - b) załączanie do pracy i wyłączenie z sieci,
 - c) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - d) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - e) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - f) systemy monitoringu i telekomunikacji,
 - g) testy sprawdzające.
- 8.1.5. PGB DYSTRYBUCJA ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.6. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez PGB DYSTRYBUCJA w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.8. PGB DYSTRYBUCJA może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.9. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.
- 8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej
- 8.2.1. Farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy PGB DYSTRYBUCJA poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.
 - 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej).
Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ P_z (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych.
Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100% do 20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.9. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.10. PGB DYSTRYBUCJA, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

- 8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. PGB DYSTRYBUCJA określa w warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia, monitorowania i transmisji danych.
- 8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia
- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 < f < 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 < f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 < f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
 - Przy $47,5 < f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
 - Przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - Przy $50,5 < f < 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
 - Przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 8.3.1.a) i pkt. 8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:
- $105 \text{ kV} * 123 \text{ kV}$ - dla sieci 110 kV,
 - $\pm 10 \% U_n$ - dla sieci SN.
- 8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.
- 8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączenie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.
- 8.3.5. PGB DYSTRYBUCJA może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 8.3.6. PGB DYSTRYBUCJA, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, PGB DYSTRYBUCJA może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.6.

- 8.4. **Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych**
- 8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, PGB DYSTRYBUCJA musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.
- 8.5. **Regulacja napięcia i mocy biernej**
- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu dostarczania energii elektrycznej) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej. PGB DYSTRYBUCJA w warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 110 kV powinna mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu dostarczania energii elektrycznej w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu dostarczania energii elektrycznej farmy wiatrowej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.
- 8.6. **Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci**
- 8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA

skutkujących obniżką napięcia w miejscu przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

- 8.6.2. W niektórych lokalizacjach, PGB DYSTRYBUCJA może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa PGB DYSTRYBUCJA w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.
- 8.7. **Dotrzymanie standardów jakości energii**
- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- $Pst < 0,35$ dla sieci 110 kV i $Pst < 0,45$ dla sieci SN,
 - $Plt < 0,25$ dla sieci 110 kV i $Plt < 0,35$ dla sieci SN.

- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu dostarczania energii elektrycznej emisji pojedynczych harmoniczných napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmoniczných THD w miejscu dostarczania energii elektrycznej do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmoniczných napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.
- 8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa**
- 8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA dla zwarć w tej sieci i w tej farmie wiatrowej.
- 8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:
- a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
 - c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.
- Analizę zabezpieczeń należy przekazać PGB DYSTRYBUCJA.
- 8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu**
- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
Zakres danych przekazywanych do OSP i PGB DYSTRYBUCJA oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia PGB DYSTRYBUCJA.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

- a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
- 8.9.3. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.4. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 48 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 8.9.6. PGB DYSTRYBUCJA określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 8.9.7. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i PGB DYSTRYBUCJA, określa PGB DYSTRYBUCJA na etapie projektowania.
- 8.9.8. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe - 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.
- 8.10. Testy sprawdzające
- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.
- 8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej do sieci dystrybucyjnej PGB DYSTRYBUCJA dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez niezależną firmę ekspercką posiadającą odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie, uzgodnioną z PGB DYSTRYBUCJA, według programu uzgodnionego z PGB DYSTRYBUCJA. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnana jest moc znamionowa,
- d) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. PGB DYSTRYBUCJA wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest PGB DYSTRYBUCJA w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

Załącznik nr 2. FORMULARZ POWIADOMIENIA PGB DYSTRYBUCJA 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)

()- pozycja nie wymagana*

W przypadku powiadamiania o zawartej umowie kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej PGB DYSTRYBUCJA o napięciu do 1kV, dodatkowe informacje które powinno zawierać powiadomienie określa PGB DYSTRYBUCJA w SWI.

**Załącznik nr 3. LISTA KODÓW KTÓRYMI PGB DYSTRYBUCJA
INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ
WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW
KOMPLEKSOWYCH**

Nr kodu	Objaśnienie
W-0	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 PGB DYSTRYBUCJA a URD
W-04	Weryfikacja negatywna - brak umowy dystrybucji pomiędzy PGB DYSTRYBUCJA a POB 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 PGB DYSTRYBUCJA a danym sprzedawcą
W-07	Weryfikacja negatywna - brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych
W-08	Weryfikacje negatywna - brak lub błędne wskazanie POB 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)

Załącznik nr 4. KARTY AKTUALIZACJI

KARTA AKTUALIZACJI INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	
1. Nr karty :
2. Data wejścia w życie aktualizacji:
3. Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację:
4. Przyczyna aktualizacji	
a)
b)
5. Numery punktów podlegających aktualizacji:	
a)
b)
6. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:	

