DYSTRYBUCJA
GRUPA POLENERGIA

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Data wejścia w życie: 1.05.2019r.

podpisy osób zatwierdzających instrukcję .....

POLENERGIA DYSTRYBUCJA Sp. z o.o.
Krzysztof Pubrat
Prezes Zarządu

POLENERGIA DYSTRYBUCJA Sp. z o.o.
Dariusz Bednarski
Wiceprezes Zarządu

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania uchwałą nr 2/0501/2019 z dnia 1 maja 2019 roku Zarządu Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.

SPIS TREŚCI

1	KORZYSTANIE Z SYSTEMU DYDTRYBUCYJNEGO		5
	1.1.	Postanowienia ogólne	5
	1.2.	Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej	8
	1.3.	Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.	9
	1.4.	Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego	9
2	PRZYŁĄCZANIE PODMIOTÓW DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA SP. Z O.O.		10
	2.1.	Zasady przyłączania	10
	2.2.	Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych	13
	2.3.	Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej oraz zaprzestania dostaw energii elektrycznej	14
	2.4.	Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń, odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	15
	2.5.	Dane przekazywane do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	26
3	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI		28
	3.1.	Przepisy ogólne	28
	3.2.	Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji	29
	3.3.	Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji	30
	3.4.	Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego	30
	3.5.	Dokumentacja techniczna i prawna	30
	3.6.	Rezerwa urządzeń i części zapasowych	31
	3.7.	Wymiana informacji eksploatacyjnych	31
	3.8.	Ochrona środowiska naturalnego	32
	3.9.	Ochrona przeciwpożarowa	32
	3.10.	Planowanie prac eksploatacyjnych	32
	3.11.	Warunki bezpiecznego wykonywania prac	33
4	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO		33
	4.1.	Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie	33
	4.2.	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	34
	4.3.	Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	34
	4.4.	Współpraca POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z innymi OSD i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami a operatorami i użytkownikami systemu	39
5	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ		39
	5.1.	Obowiązki POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.	39
	5.2.	Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	40
	5.3.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energie elektryczną	42
	5.4.	Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej	42
	5.5.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	42
	5.6.	Programy łączeniowe	44
	5.7.	Dane przekazywane przez podmioty do OSD_P	45
	5.8.	Standardy techniczne bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.	45
6	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU		46
	6.1.	Parametry jakościowe energii elektrycznej	46
	6.2.	Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	47
	6.3.	Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	48

	6.4.	Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	51
7	PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ		52
	7.1.	Przepisy ogólne	52
	7.2.	Proces planowania rozwoju i współpraca w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej	52
	7.3.	Zakres pozyskiwania i aktualizacja danych oraz informacji	53
	7.4.	Publikacja i udostępnianie planu rozwoju i wyników analiz rozwojowych	54
8	BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI		54
	8.1.	Uwarunkowania formalno - prawne	54
	8.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy	56
	8.3.	Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego	56
	8.4.	Warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania	58
	8.5.	Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych	60
	8.6.	Zasady współpracy OSD_n z OSD_p w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym	65
	8.7.	Zasady zawierania umów dystrybucji z URD_o	66
	8.8.	Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej	67
	8.9.	Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD mających zawarte umowy kompleksowe	76
	8.10	Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej mających zawarte umowy dystrybucji	79
	8.11	Zasady zamieszczania oraz udostępniania listy sprzedawców	81
9	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH		81
	9.1.	Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych	81
10	PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ		87
	10.1.	Ogólne zasady powiadamiania	87
	10.2.	Weryfikacja powiadomień	88
11	ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE		88
12	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE		89
13	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI OBSŁUGI ODBIORCÓW		90
	13.1.	Wymagania ogólne	90
	13.2.	Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	91
	13.3.	Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	92
14	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO		93
15	ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA		95
	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI		97
	ZAŁĄCZNIKI		
	1	Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych	106
	2	Wzór karty aktualizacji	110
	3	Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania	111

1. KORZYSTANIE Z SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

1.1. Postanowienia ogólne

1.1.1. POLENERGIA Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (zwana dalej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.) jako Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) wprowadza niniejszą instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

1.1.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. jako Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn" prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.

1.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,

b) ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998r., nr 21, poz. 94 z późn. zmianami),

c) koncesji POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej wydanej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej Prezesa URE) numer DEE/95/18543/W/2/2009/PJ z dnia 15 lipca 2009r. na okres od 20 lipca 2009r. do 31 grudnia 2025r.,

d) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESD),

e) ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).

1.1.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.

1.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:

a) przyłączania innych sieci dystrybucyjnych, urządzeń oraz odbiorców końcowych,

b) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

c) 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,

d) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych,

e) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,

f) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznych i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,

g) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej ,

h) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

1.1.6. 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 odpowiedzialna POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

1.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

a) operatorów systemów dystrybucyjnych,
b) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
c) przedsiębiorstwa obrotu,
d) sprzedawców,
e) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ,
f) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od a) do e)

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

a) operatorów systemów dystrybucyjnych,
b) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,

1.1.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator Systemu Dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania we współpracy z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz operatorem systemu przesyłowego,
b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
d) 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,
e) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
   - ✓ niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
   - ✓ zarządzania ograniczeniami systemowymi,
f) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
g) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
h) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
   - ✓ budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzania nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
   - ✓ 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 dystrybucyjnego,
   - ✓ opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględniania zasad ich stosowania w IRiESD,

- ✓ udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- ✓ wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
- ✓ zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
  - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej,
  - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze dystrybucyjnym POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,
  - wzorów umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorów umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,

i) 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,

j) współpracę z operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

k) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną i zarządzaniem popytem na energię elektryczną,

l) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych,

m) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej,

1.1.9. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

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

a) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ,

b) rozwiązanie z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

1.1.11. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych. Udostępnienie IRiESD do wglądu jest bezpłatne, natomiast przekazanie egzemplarza IRiESD zainteresowanym podmiotom odbywa się po kosztach jej powielenia.

1.1.12. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

1.1.13. IRiESD jak również wszelkie jej zmiany podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa URE.

1.1.14. W zależności od potrzeb POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

1.1.15. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

1.1.16. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wypisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

1.1.17. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

a) przyczynę aktualizacji IRiESD,

b) zakres aktualizacji IRiESD,

a) datę wprowadzenie w życie aktualizacji,

b) liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,

c) podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w karcie aktualizacji.

Karty aktualizacji stanowią załącznik do IRiESD.

1.1.18. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,

1.1.19. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

1.1.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. :

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, zawierających zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,

d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.

1.2. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. lub korzystający z usług świadczonych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE i ogłoszonej w Biuletynie URE. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

1.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej

1.2.1. 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.

1.2.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

1.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie uowy o świadczenie usług dystrybucji albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi, IRiESD oraz Taryfie dla energii elektrycznej przedsiębiorstwa, zatwierdzonej przez Prezesa URE.

1.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usługi dystrybucji świadczonych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

1.3.1. 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.

1.3.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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 grupy przyłączeniowej IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,

c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej formie,

d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,

e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i podanej z systemu,

f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,

g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,

h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

1.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

1.3.4. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia.

1.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

1.3.6. 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.

1.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

1.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia.

1.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego

1.4.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.

1.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji z godnie z zapisami niniejszej instrukcji.

1.4.3. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje i zapewnia realizację programu zgodności.

1.4.4. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni 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 dotrzymanych parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.

2. PRZYŁĄCZANIE PODMIOTÓW DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA SP. Z O.O.

2.1. Zasady przyłączania

2.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie.

2.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

a) pozyskanie przez podmiot od POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., wniosku o określenie warunków przyłączenia,
b) złożenie przez podmiot u POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, zgodnego ze wzorem określonym przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
c) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji wniosku w ciągu 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
d) wydanie przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie,
e) zawarcie umowy o przyłączenie,
f) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
g) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
h) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
i) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

2.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na swojej stronie internetowej lub w punktach obsługi klienta.

2.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

2.1.6. Do wniosku, o określenie warunków przyłączenia należy załączyć:

a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, a w przypadku nieposiadania tego dokumentu w dniu składania wniosku oświadczenie o jego złożeniu przed podpisaniem umowy o przyłączenie do 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) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem na obszarze którego ma nastąpić przyłączenie.

2.1.7. Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. 2.1.4., zawierają w szczególności:

a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,

b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,

c) moc przyłączeniową,

d) rodzaj połączenia z siecią instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,

e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,

f) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,

g) wymagania wynikające z IRiESD,

h) graniczne parametry techniczne przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej w rozumieniu przepisów prawa telekomunikacyjnego dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej;

i) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,

j) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego,

k) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

l) wartości w miejscu dostarczania energii elektrycznej:
   - ✓ prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączania,
   - ✓ prądu zwarcia doziemnego;

m) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

n) wymagania w zakresie:
   - ✓ dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
   - ✓ zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
   - ✓ wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
   - ✓ ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączonych sieci lub instalacji,

o) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych

p) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu.

2.1.8. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. określa warunki przyłączenia w następujących terminach:

a) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej,

b) 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III grupy przyłączeniowej.

2.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia, chyba że umowa o przyłączenie przedłuża ten okres.

2.1.10. Wraz z określonymi przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

2.1.11. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.

2.1.12. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p.2.1.11.

2.1.13. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

2.1.14. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinna zawierać co najmniej:

a) strony umowy,

b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

c) termin realizacji przyłączenia,

d) wysokość opłaty za przyłączenie, obliczoną zgodnie z taryfą obowiązującą w dniu podpisania umowy oraz sposób jej regulowania,

e) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączania do sieci,

f) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,

g) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,

h) miejsce rozgraniczenia własności sieci i instalacji między przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej a przyłączanym pod miotów,

i) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej albo dostarczanej oraz przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy przesyłowej,

j) moc przyłączeniową,

k) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ,

l) warunki udostępnienia przez przyłączany podmiot nieruchomości w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia

m) okres obowiązywania umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia,

n) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w tym za opóźnienie terminu realizacji przyłączenia,

o) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia.

2.1.15. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ma prawo do kontroli spełniania, przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych.

2.1.16. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w w punkcie 2.1.15. reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.

2.1.17. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 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.

2.1.18. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w rozdziale 2.5.

2.2. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych

2.2.1. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane pomiędzy stronami.

2.2.2. Umowa, o której mowa w p. 2.2.1, w zakresie przyłączania sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:

a) strony zawierające umowę,

b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

c) termin realizacji przyłączenia,

d) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,

e) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,

f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,

h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,

i) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,

j) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,

k) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,

l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

2.2.3. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

a) moc przyłączeniową,

b) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,

c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,

d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,

e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączania w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,

f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,

g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,

h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,

i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

2.2.4. Informacje, o których mowa w p.2.2.3., dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych operatorów. Związane to jest ze zmianą:

a) Przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach wymiany pomiędzy sieciami różnych operatorów,

b) poziomu mocy i prądów zwarciowych,

c) pewności dostaw energii elektrycznej,

d) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

2.2.5. Określone w umowie, o której mowa w p. 2.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

2.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w p. 2.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

2.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej oraz zaprzestania dostaw energii elektrycznej

2.3.1. Zasady odłączania

a) Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej:

- ✓ w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
- ✓ w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

c) Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- ✓ miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- ✓ przyczynę odłączenia,
- ✓ proponowany termin odłączenia.

d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

e) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uzgadnia z sąsiednimi Operatorami Systemów Dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

f) W niezbędnych przypadkach POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:

- ✓ miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
- ✓ termin odłączenia,
- ✓ dane osoby odpowiedzialnej ze strony POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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,
- ✓ aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

g) Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p.2.1.

2.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

a) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, Operator Systemu Dystrybucyjnego stwierdzi, że:
   - ✓ instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
   - ✓ nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej. lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przed płatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

c) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. bezzwłocznie wznawia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.2.3.2. oraz 2.3.3. jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

d) Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w p.2.3.2. może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

2.4. Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń, odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

2.4.1. Wymagania ogólne

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

- ✓ możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

b) Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p.2.4.1. muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:
- ✓ prawa budowlanego,
- ✓ ochronie przeciwporażeniowej,
- ✓ ochronie przeciwprzepięciowej,
- ✓ ochronie przeciwpożarowej,
- ✓ systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

c) 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.

d) Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p.2.4.1. powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.6.3. niniejszej IRiESD.

2.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

a) Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

c) Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych. zostały zawarte w dalszej części IRiESD

2.4.3. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo- rozliczeniowych

a) Wymagania ogólne

- ✓ 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:
  - układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
  - układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
  - układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

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.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w niniejszej IRiESD, dla których POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem 15.

a) Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/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 działania (świadectwo wzorcowania – dla liczników; protokół lub świadectwo badania kontrolnego – dla przekładników). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.
b) 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokółów, 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.
c) Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
d) Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:
    - w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
    - w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
    - w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
e) Za zgodą POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w szczególnie uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla nowo przyłączanych odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA włącznie. Zgoda POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie.
f) Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

g) OLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. instaluje i parametryzuje własne liczniki rozliczeniowe w układzie podstawowym zapewniając transmisję do LSPR. W uzgodnieniu z OSD podmiot przyłączony może zainstalować własny licznik rozliczeniowy wielointerfejsowy w układzie podstawowym, przy czym zostanie on sparametryzowany przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w sposób zapewniający realizację potrzeb POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i nadrzędność transmisji danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR.

h) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wraz z OSDp uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

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

j) rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- ✓ 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,
- ✓ 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,
- ✓ 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,
- ✓ 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,
- ✓ 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),
- ✓ 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),
- ✓ kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh,
- ✓ kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, 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,

- ✓ kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,

- ✓ kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

k) 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 przyłączeniowej podmiotu.

l) Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. 2.4.1.

m) Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- ✓ dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- ✓ 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,
- ✓ jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- ✓ jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

n) Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów elektrycznych liczników energii elektrycznej. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. instaluje podstawowy układ transmisji danych pomiarowych z interfejsu elektrycznego licznika rozliczeniowego układu podstawowego. Ustala dla licznika wykorzystywany protokół transmisji danych. Dla układów rezerwowych i kontrolnych określa wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi.

o) Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- ✓ dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- ✓ 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.

p) Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

q) Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

- ✓ 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- ✓ 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,

- ✓ 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.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się miedzy 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.

r) Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających. Minimalna moc uzwojeń wtórnych przekładników napięciowych winna być 5VA, przy takiej mocy nie jest wymagana stosowanie rezystorów dociążających.

s) Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5. Dla przekładników prądowych SN, o klasie dokładności 0,2S dopuszcza się stosowanie FS≤ 10. W przypadku modernizacji układów rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, 0 ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD. Wytrzymałość zwarciowa cieplna i dynamiczna przekładników prądowych winna być dobrana do mocy zwarciowej wyznaczonej dla miejsca zainstalowania.

t) 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.

u) W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. 2.4.3. ppk.j) następuje na wniosek odbiorcy lub POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

v) W przypadku zmiany charakteru odbioru, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).

w) Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej").

x) W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

y) 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o.

z) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia

żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o., to podmiot ten ma obowiązek przekazać POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

aa) 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.

bb) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

cc) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, 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 p. 2.4.3. ppk.bb).

dd) W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

ee) Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. dd). pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

ff) W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o. o. może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.

gg) W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. 2.4.3. ppk. z) i 2.4.3. ppk.aa) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

hh) W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokryw uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

ii) W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

2.4.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

a) Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

- ✓ 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,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1,0 dla energii biernej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

b) Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
   - ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynne i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

c) Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
   - ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

d) Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
   - ✓ 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. 2.4.4. ppk.a)
   - ✓ w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. 2.4.4. ppk.b)

e) Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
   - ✓ posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy potrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
   - ✓ umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
   - ✓ umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

f) Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych.– za pośrednictwem interfejsów elektrycznych liczników energii elektrycznej.

g) Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

2.4.5. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

a) Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
   - ✓ 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,
   - ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1,0 dla energii biernej,
   - ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1,0 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,

- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- ✓ układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. co najmniej raz na dobę,
- ✓ 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),
- ✓ powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

a) Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:
- ✓ konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1,0 dla energii biernej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1,0 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz potrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. co najmniej raz na dobę,
- ✓ powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach

b) Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz potrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. co najmniej raz na dobę,
- ✓ powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

c) Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1,0 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. co najmniej raz na dobę,
- ✓ powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

d) Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1,0 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. co najmniej raz na dobę,
- ✓ powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

e) Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- ✓ powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.4.6. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

a) Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2,0 dla energii czynnej,
- ✓ POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może zadecydować o konieczności:
  - zrealizowania 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
  - pomiaru mocy i energii biernej.

b) Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:
- ✓ przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecane 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- ✓ liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1,0 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2,0 dla energii biernej,
- ✓ układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- ✓ układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. nie częściej niż raz na dobę,
- ✓ powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

2.4.7. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

a) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

b) 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

c) W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. 2.4.7. ppk.a) zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

2.5. Dane przekazywane do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

2.5.1. Zakres danych

a) Dane przekazywane do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
   - ✓ dane opisujące stan istniejący,
   - ✓ dane prognozowane dla perspektywy określonej przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
   - ✓ dane pomiarowe.

b) Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

2.5.2. Dane opisujące stan istniejący

a) Wytwórcy przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
   - ✓ schematy główne układów elektrycznych,
   - ✓ dane jednostek wytwórczych,
   - ✓ dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

b) Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
   - ✓ dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
   - ✓ dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
   - ✓ dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

c) Dane o węzłach obejmują w szczególności:
   - ✓ nazwę węzła,
   - ✓ rodzaj i schemat stacji,
   - ✓ rodzaj pól i ich wyposażenie,
   - ✓ zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
   - ✓ ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
   - ✓ udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
   - ✓ moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+", dławiki ze znakiem „-",
   - ✓ układ normalny pracy.

d) Dane o liniach obejmują w szczególności:
   - ✓ nazwę węzła początkowego,
   - ✓ nazwę węzła końcowego,
   - ✓ rezystancję linii,
   - ✓ reaktancję dla składowej zgodnej,
   - ✓ 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
   - ✓ stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
   - ✓ 1/2 kondunktancji poprzecznej,
   - ✓ długość linii, typ i przekrój przewodów,
   - ✓ obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
   - ✓ obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

e) Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- ✓ nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- ✓ dane znamionowe,
- ✓ model zwarciowy.

f) Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:
- ✓ nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- ✓ rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- ✓ reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'd generatora,
- ✓ maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'max podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- ✓ stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- ✓ znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- ✓ napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- ✓ znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- ✓ reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- ✓ moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- ✓ moc czynną potrzeb własnych,
- ✓ współczynnik mocy potrzeb własnych,
- ✓ maksymalną generowaną moc czynną,
- ✓ minimalną generowaną moc czynną,
- ✓ dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- ✓ statyzm turbiny,
- ✓ reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- ✓ reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

g) Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

2.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

a) Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
- ✓ informacje o jednostkach wytwórczych,
- ✓ informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- ✓ informacje o wymianie międzysystemowej,
- ✓ informacje o projektach zarządzania popytem,
- ✓ inne dane w zakresie uzgodnionym przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. .

b) Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.2.5.3. ppk.a) obejmują w zależności od potrzeb:
- ✓ rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- ✓ moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- ✓ przewidywaną elastyczność pracy,

- ✓ techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- ✓ sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- ✓ przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
- ✓ rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- ✓ skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- ✓ dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- ✓ dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

3. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

3.1. Przepisy ogólne

3.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej 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.

3.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
c) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
d) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

3.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez między innymi wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji 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.

3.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

3.1.5. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej jest prowadzona przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zgodnie z zasadami określonymi w innych punktach niniejszej IRiESD oraz przyjętej do stosowania Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą IRiESD. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należytym stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

3.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zobowiązane są do eksploatowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicą eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji, a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

3.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o."

3.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji

3.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków określonych w zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje i sieci w zależności od potrzeb powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

3.2.2. Urządzenia określone przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nn, po dokonaniu remontu lub modernizacji, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

3.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. 3.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

3.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzania urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

3.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

3.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

3.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

3.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem sytemu dystrybucyjnego

3.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. są prowadzone w uzgodnieniu z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

3.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. reguluje umowa.

3.4.3. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

3.5. **Dokumentacja techniczna i prawna**

3.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

a) dla obiektu elektroenergetycznego - dokumentację techniczną i prawną,

b) dla urządzeń - dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizację dokumentacji przez inny podmiot działający na zasadzie zawartej umowy. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

3.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,

b) dokumenty stwierdzające stan prawno – własnościowy nieruchomości,

c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,

d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

3.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumentację powykonawczą,

b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,

c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,

d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

3.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,

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 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 danych technicznych zainstalowanych urządzeń,

i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych

k) karty przełączeń,

l) ewidencję założonych uziemień,

m) programy łączeniowe.

3.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela. W zależności od potrzeb i 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 zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
e) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
f) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
g) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
h) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
i) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
k) wymagania związane z ochroną środowiska,
l) opis stosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

3.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

3.6.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych lub zleca ich prowadzenie, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

3.6.2. W przypadku powierzenia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

3.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

3.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

3.7.2. 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 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.

3.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt. 3.7.2. są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

3.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

3.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji elementów sieci dystrybucyjnej rozstrzyga POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o..

3.7.6. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. sporządza i aktualizuje schematy swojej sieci dystrybucyjnej.

3.8. **Ochrona środowiska naturalnego**

3.8.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

3.8.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

3.8.3. Właściciel urządzeń powinien przestrzegać zasad ochrony środowiska przy pracy z substancjami szkodliwymi wykorzystywanymi w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej, odpadami oraz zapewniać wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej zgodną z przepisami ustawy „Ochrona przyrody".

3.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami prawa.

3.9. **Ochrona przeciwpożarowa**

3.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie zobowiązującymi normami i przepisami.

3.9.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

3.10. **Planowanie prac eksploatacyjnych**

3.10.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:

a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,

b) ocenę stanu technicznego

c) konserwacje i remonty.

3.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

3.10.3. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w rozdziale 5.6.

3.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale 5.5.

3.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

3.11.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

3.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

4. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

4.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie

4.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, 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.

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

a) awaria w systemie,

b) awaria sieciowa.

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

a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,

b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,

c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,

d) strajku lub niepokojów społecznych,

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

4.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenie 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 Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

4.1.4. OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o których mowa w pkt. 4.1.3. w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

4.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. W przypadku 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.

4.1.6. OSDp w uzgodnieniu z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

4.1.7. OSDp w uzgodnieniu z OSP opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

4.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
b) awaryjne układy pracy sieci,
c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

4.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDp udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

4.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

4.2.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

4.2.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.

4.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w pkt.4.2.2. odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego.

4.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

4.3.1. Postanowienia ogólne

a) 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 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
b) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
   - ✓ tryb normalny określony w punkcie 4.3.2.
   - ✓ tryb normalny na polecenie OSP, określony w punkcie 4.3.3.
   - ✓ tryb awaryjny, określony w punkcie 4.3.4.
   - ✓ tryb automatyczny, określony w punkcie 4.3.5.
   - ✓ tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w punkcie 4.3.6.

4.3.2. Tryb normalny

a) ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydawanego 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 jej części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:
   - ✓ bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo- energetycznym,
   - ✓ bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej
   - ✓ bezpieczeństwa osób,

- ✓ wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

b) wniosek, o którym mowa w punkcie a), sporządza minister właściwy do spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP,

c) OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w punkcie a). 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,

d) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW,

e) przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w punkcie d) wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami,

f) plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w punkcie c) obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
   - ✓ uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
   - ✓ uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
   - ✓ uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
   - ✓ corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

g) procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
   - ✓ przygotowanie przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
   - ✓ uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z operatorem systemu dystrybucyjnego nadrzędnego,
   - ✓ powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a OSP tego planu.
   - ✓ W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. są zobowiązani do powiadomienia o tym POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.

h) wielkość 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:
   - ✓ 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobrać moc do wysokości mocy umownej,
   - ✓ stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
   - ✓ 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych oraz 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.

i) w trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów OSP 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, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powiadamia swoich odbiorców, ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

j) odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń,

k) odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń;
   - ✓ polecone stopnie zasilania,
   - ✓ wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

4.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

a) 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 punkcie 4.3.2.ppk. a), lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin,

b) plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. 4.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP,

c) w przypadku wprowadzania 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. 4.3.2. 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.

4.3.4. Tryb awaryjny

a) 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,

b) wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP – ODM,

c) 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 A 1 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. 4.3.2. ppk.h)

d) wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/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,

e) 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,

f) opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od Al do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%),
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,

g) niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. 4.3.4. ppk.f), OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
   - ✓ wartości mocy czynnej do wyłączenia przez O SDp

   lub
   - ✓ obszaru sieci dystrybucyjnej na, którym należy wprowadzić ograniczenia.

h) załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

4.3.5. Tryb automatyczny

a) OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD, (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, 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. OSD powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. realizuje wymagania z pkt.4.3.5.ppk.a) do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.

c) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

e) Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

4.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

a) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin,

b) ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

- ✓ zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
- ✓ obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN,

c) 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.

d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- ✓ poziom napięcia,
- ✓ pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
- ✓ tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

4.4. **Współpraca POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z innymi OSD i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu**

4.4.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:

a) operatorem systemu przesyłowego,
b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
c) operatorami handlowo-technicznymi,
d) operatorami handlowymi,
e) operatorami pomiarów oraz odbiorcami.

4.4.2. Zasady i zakres współpracy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.

4.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego, 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.

4.4.4. Zasady i zakres współpracy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i OSDn.

4.4.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach 2,3,4 i 5.

4.4.6. Współpraca POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD- Bilansowanie.

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

5. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

5.1. Obowiązki POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

5.1.1. w zakresie prowadzenia ruchu POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
b) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale 5.2,
c) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
d) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej,
e) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
f) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe oraz awarie w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych,
g) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.

5.1.2. planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych,

5.1.3. działania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego,

5.1.4. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o 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 dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych.

5.2. **Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego**

5.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt.5.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb,

5.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o SA ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla,

5.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt.5.1.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych,

5.2.4. Służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt. 5.2.2.

5.2.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o,
b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o, innych niż JWCD,
c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o,,
d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

5.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.5.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

a) monitorowaniu pracy urządzeń,
b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych - z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

5.2.7. Służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o 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.

5.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. 5.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o, 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.

5.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt.5.2.5. do 5.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o ustala okres ich przechowywania.

5.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

5.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

5.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt.5.2.10 oraz 5.2.11. jest w zależności od potrzeb:

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

b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,

e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

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.

5.2.13. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

5.3. **Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną**

5.3.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej,

5.3.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

5.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.5.3.1. i 5.3.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

5.3.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

5.4. **Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej**

5.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

5.4.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

5.4.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
b) wymagane poziomy napięcia,
c) wartości mocy zwarciowych,
d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
e) dopuszczalne obciążenia,
f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
k) harmonogram pracy transformatorów,
l) wykaz jednostek wytwórczych.

5.4.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat,

5.4.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o do dnia:

a) 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
b) 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

5.5. **Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**

5.5.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

5.5.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego,
b) 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.

5.5.3. Użytkownicy systemu zgłaszają POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. 5.5.4

5.5.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

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.

5.5.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

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

5.5.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie co najmniej 20 dni dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przed planowanym wyłączeniem.

OSP, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

5.5.7. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. 5.5.8.

5.5.8. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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.

5.5.9. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

5.5.10. 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.

5.5.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

5.6. **Programy łączeniowe**

5.6.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych z związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

5.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

5.6.3. Programy łączeniowe zawierają co naj mniej:

a) charakterystykę załączanego elementu sieci,

b) opis stanu łączników przed realizacj ą 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 ocene stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,

f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu

g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

5.6.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w terminie co najmniej 20 dni – dla elementów sieci koordynowanej 110kV oraz 10 dni - dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

5.6.5. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

5.6.6. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

5.6.7. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.5.6.6.,warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uwag.

5.6.8. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

5.6.9. Terminy wymienione w pkt. 5.6.5., 5.6.6. i 5.6.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

5.7. Dane przekazywane przez podmioty do OSDp

5.7.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.

5.7.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz pozostali odbiorcy wskazani przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt. 2.5.

5.7.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej, przekazują w formie ustalonej przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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 rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku nanastępne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

b) planowaną miesieczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej 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 dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,

d) moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej dla każdej godziny doby,

e) Wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

5.7.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.:

a) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiciu 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 rozbiciu 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 przesłaną do innego operatora dla każdej godziny doby.

5.8. Standardy techniczne bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

5.8.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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) zwarciowe w danym punkcie sieci,

d) warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w porozumieniu z OSP,

e) dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

5.8.2. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych.

6. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOSCIOWE OBSŁUGI UZYTKOWNIKÓW SYSTEMU

6.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej

6.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

a) napięcia znamionowe,

b) częstotliwość znamionowa.

6.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

6.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, 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 odchyleń ±10% napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg p 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.

6.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, 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 dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

a) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
   - ✓ 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
   - ✓ 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,

b) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od
   - ✓ 0,8 dla sieci napięciu znamionowym 110 kV,
   - ✓ 1,0 dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

c) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
   - ✓ składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV, oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110kV,
   - ✓ 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 Harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd Harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)	Rząd harmonicznej (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%	6 ... 24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

d) 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 8% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110kV.

Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych punktach a) – d), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tgφ nie większym niż 0,4.

6.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

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

a) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę,
b) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
c) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
d) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
e) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

6.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. 6.4.1.ppk.d) jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

6.2.3. 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.

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

a) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
   - ✓ przerwy planowanej – 16 godzin,
   - ✓ przerwy nieplanowanej – 24 godzin.

b) przerw w ciągu roku, stanowiących sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
   - ✓ przerw planowanych – 35 godzin,
   - ✓ przerw nieplanowanych – 48 godzin.

6.2.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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:

a) 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,

b) 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,

c) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiących liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach a) i b) 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 a), b) i c), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

6.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

6.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej:

a) dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć,

b) dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

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

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

c) dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

- ✓ w celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:
  - Klasa A - symetryczne, trójfazowe odbiorniki, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny 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 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

6.3.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤16A zakwalifikowane do:

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

Tabela1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
15≤n≤39	0,15(15/n)
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
8≤n≤40	0,23(8/n)

Tabela 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej
[A] Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,15
9	0,6
11	0,49
13	0,31
15≤n≤39	0,22(15/n)
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
6	0,45
8≤n≤40	0,34(8/n)

Tabela 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]

2	2
3	30λ*
5	10
7	7
9	5
11≤n≤39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
*λ - współczynnik mocy obwodu	

Tabela 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej (A)
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13≤n≤39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	Patrz Tabela nr 1

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

Tabela 5 Dopuszczalny poziom emisji harmonicznych

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

6.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

6.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

a) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,

b) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,

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

d) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

- ✓ ogłoszeń prasowych, 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,
- ✓ indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;

e) informowanie na piśmie, z co najmniej:

- ✓ 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,
- ✓ rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
- ✓ 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;

f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,

h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppk. i), które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych 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.

j) 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,

k) na żądanie odbiorcy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

7. PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

7.1. Przepisy ogólne

7.1.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju"), oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej.

7.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

7.1.3. Plan rozwoju uwzględnia cele i zadania wynikające z polityki energetycznej państwa.

7.1.4. OSD sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. OSD dokonuje oceny realizacji planu rozwoju co 3 lata. Projekt aktualizacji planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

7.1.5. Podstawą opracowania planu rozwoju są:

a) polityka energetyczna państwa i Unii Europejskiej oraz dokumenty z nimi związane,

b) wymagania w zakresie długoterminowej zdolności do pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,

c) prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na poziomie sieci dystrybucyjnej, w układzie obszarowym i węzłowym,

d) plany budowy, modernizacji i wycofań z eksploatacji źródeł wytwórczych, w tym źródeł rozproszonych i odnawialnych źródeł energii,

e) prognozy dotyczące przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii elektrycznej,

f) wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie.

7.1.6. Plan rozwoju stanowi podstawę do opracowania rocznego planu rzeczowo finansowego OSD.

7.1.7. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje z:

a) operatorem systemu przesyłowego,

b) sąsiadującymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

c) wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej,

d) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej,

e) samorządami lokalnymi.

7.1.8. W ramach opracowania planu rozwoju, OSD wykonuj e niezbędne prace analityczne w zakresie sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz rozwoju sieci dystrybucyjnej.

7.1.9. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.

7.2. Proces planowania rozwoju i współpraca w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej

7.2.1. Współpraca z podmiotami wymienionymi w pkt. 7.1.7. w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110kV i sieci przesyłowej dotyczy w szczególności:

a) pozyskania przez OSD danych i informacji niezbędnych do opracowania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,

b) udostępnienia wyników przeprowadzonych przez OSP prac analitycznych w procesie planowania.

7.2.2. Współpraca OSD z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej, poza działaniami wymienionymi w pkt. 7.2.1. obejmuje:

a) pisemne opiniowanie przez OSP założeń przyjmowanych przez OSD w planowaniu rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV,

b) uzgadnianie przez OSD i OSP planowanych przedsięwzięć rozwojowych w sieci dystrybucyjnej 110kV, które wymagają skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej 110kV i sieci przesyłowej,

c) współdziałanie w zakresie wykonywania analiz.

7.2.3. Dane i informacje pozyskiwane przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej dotyczą:

a) stanu istniejącego w dacie ich przekazania do OSD, lub okresu ubiegłego roku,

b) stanu prognozowanego dla przyjętego 15-letniego okresu planowania lub okresów krótszych, określonych przez OSD.

7.2.4. Sposób przekazywania oraz zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSP od OSD w ramach procesu planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej, określi OSP w ramach IRiESP.

7.2.5. Zakres publikowanych i udostępnianych przez OSD wyników przeprowadzonych prac analitycznych dotyczących planowania rozwoju określa pkt. 7.4.

7.2.6. OSD i OSP współpracują w zakresie uzgadniania planu przedsięwzięć inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej 110 kV. Współpraca jest realizowana w formie i trybie indywidualnie ustalonym pomiędzy OSD i OSP.

7.3. **Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych oraz informacji**

7.3.1. Wytwórcy posiadający konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD następujące dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące swoje urządzenia i instalacje:

a) schematy główne układów elektrycznych na napięciu 110 kV,

b) dane o posiadanych jednostkach wytwórczych.

7.3.2. W przypadku budowy nowych jednostek, modernizacji istniejących lub rozbudowy o instalacje proekologiczne, wytwórcy posiadający konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego opisujące warunki pracy jednostek wytwórczych.

7.3.3. Wytwórcy posiadający jednostki przyłączone do sieci dystrybucyjnej, należące do odnawialnych źródeł energii, przekazują do OSD dane i informacje według rodzajów źródeł dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego.

7.3.4. Odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD, dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, zawierające:

c) zużycie energii elektrycznej,

d) obciążenie szczytowe,

e) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

f) dane programów zarządzania popytem,

g) dane o posiadanych jednostkach wytwórczych,

7.3.5. Odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD, dla każdego roku okresu planistycznego, dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego zawierające:

a) zapotrzebowanie na energię elektryczną,

b) zapotrzebowanie szczytowe na moc elektryczną,
c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
d) dane programów zarządzania popytem,
e) w przypadku budowy nowych jednostek, modernizacji istniejących lub rozbudowy o instalacje proekologiczne dane dotyczące stanu prognozowanego jednostek wytwórczych.

7.4. Publikacja i udostępnianie planu rozwoju i wyników analiz rozwojowych

7.4.1. OSD publikuje na swojej stronie internetowej wyciąg z planu rozwoju.

7.4.2. Dla analizowanego okresu planowania OSD udostępnia odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej 110kV wyniki analiz rozwojowych dotyczących, możliwości zmian poboru mocy z sieci w miejscu przyłączenia odbiorcy.

7.4.3. OSD udostępnia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacje niezbędne do wykonania sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

7.4.4. Udostępnienie przez OSD wyników analiz rozwojowych zgodnie z pkt. 9.4.2. następuje w trybie indywidualnie ustalonym pomiędzy OSD i wskazanymi podmiotami.

7.4.5. W zakresie planu rozwoju i wyników analiz rozwojowych, o których mowa w pkt. 7.4.1. do 7.4.4. publikacji i udostępnieniu nie podlegają informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione.

8. BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

8.1. Uwarunkowania formalno – prawne

8.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej 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 2006 r., Nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami oraz Dz. U. z 2007 r. Nr 21 poz. 124 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
b) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-189(2)/2010/18543/IB z dnia 30 grudnia 2010 r. o wyznaczeniu POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, na obszarze określonym w koncesji,
c) decyzji z dnia 15 lipca 2009 roku znak DEE/95/18543/W/2/2009/PJ udzielającej spółce POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej na okres od 20 lipca 2009 r. do 31 grudnia 2025 r.
d) taryfy dla energii elektrycznej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,
e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE Operator S.A.

8.1.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwana dalej „OSDn" realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez Operatora Systemu Dystrybucyjnego , którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP pełniącego rolę operatora typu „OSDp",

8.1.3. IRiESD-Bilansowanie jest regulaminem w rozumieniu art. 384 par. 1 Kodeksu cywilnego.

8.1.4. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z właściwym do miejsca przyłączenia Operatorem Systemu

Dystrybucyjnego (OSD), są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego i uczestniczą w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).

8.1.5. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD-Bilansowanie podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

8.1.6. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzą w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD-Bilansowanie.

8.1.7. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.

8.1.8. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.

8.1.9. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

8.1.10. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

a) przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,

b) zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,

c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

8.1.11. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:

a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,

b) wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

8.1.12. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.

8.1.13. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,

b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,

c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,

d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji,

e) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.

8.1.14. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

8.2. **Zakres przedmiotowy i podmiotowy**

8.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania w systemu dystrybucyjnego,
b) zasady kodyfikacji podmiotów,
c) procedury zgłaszania i weryfikacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz wymiany informacji w tym zakresie,
d) wymagania dla układów pomiarowo - rozliczeniowych,
e) zasady pozyskiwnia i udostępniania danych pomiarowych,
f) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
g) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia energii,
i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
j) postępowanie reklamacyjne,
k) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

8.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSD, 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.

8.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w systemie dystrybucyjnym określone w IRIESD-Bilansowanie obowiązują:

a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
d) sprzedawców energii elektrycznej,
e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo – Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

8.3. **Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego**

8.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE Operator S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.

8.3.2. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest PSE Operator S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanych koncesji realizuje zadania OSP.

8.3.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

8.3.4. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.

8.3.5. 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).

8.3.6. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobieranej z systemu, dla każdego punktu poboru energii (PPE) dokonuje tylko jeden POB.

8.3.7. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w rozdziale 11.

8.3.8. Podstawą do dokonania zmiany, o której mowa w punkcie 10.3.6. jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale 11.

8.3.9. Informacja o sprzedawcach, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt 1 podpunkt b) (zwanych dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem www.polenergia.pl.

8.3.10. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwanymi dalej „generalną umową dystrybucji" – GUD),
b) informacje o sprzedawcy energii elektrycznej z urzędu,
c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

8.3.11. Warunki i zakres współpracy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z operatorami systemów dystrybucyjnych mających połączenie z siecią przesyłową (OSDp), określa umowa zawarta pomiędzy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. a OSDp.

8.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz Polenergia o:

a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę, niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

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

8.3.13. Informacja, o której mowa w pkt. 8.3.12. powinna zawierać w szczególności:

a) kod PPE,
b) przewidywaną datę zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej.

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

a) utraty POB sprzedawcy,

b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. 8.4.3.

8.3.15. Polenergia po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez Polenergia świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie poinformuje nadrzędnego OSD o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez Polenergia z tymi podmiotami,

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą,

c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB.

8.4. Warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania

8.4.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych określonych w IRiESD-Bilansowanie i umowach dystrybucji, a jeśli jest to niezbędne także w IRiESD – bilansowanie, opracowanej przez OSD nadrzędnego.

8.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom (URB). Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy oraz muszą posiadać zawartą z OSD umowę dystrybucji.

8.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

a) Uczestnik Rynku Detalicznego, w celu realizacji przez OSD zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, z zachowaniem wymagań pkt.8.4.3. ppk.e) jest zobowiązany do:
   - ✓ posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny,
   - ✓ zawarcia Umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD,
   - ✓ zawarcia Umowy z wybranym sprzedawcą (URDO typ odbiorca), posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD,
   - ✓ zawarcia Umowy z wybranym POB (URDW typ wytwórca), posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD.

b) Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 1 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
   - ✓ zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD-Bilansowanie,
   - ✓ wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórca,
   - ✓ algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
   - ✓ sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD do odbiorcy w okresie po wstrzymaniu realizacji umów sprzedaży energii w związku z utratą sprzedawcy rezerwowego.

c) Umowa dystrybucyjna zawierana przez OSD z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
   - ✓ oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej działalność 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,
   - ✓ datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,

- ✓ osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- ✓ warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym podmiotów działających na obszarze OSD,
- ✓ wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- ✓ wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- ✓ zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD,
- ✓ algorytm agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB),
- ✓ zasady rozwiazywania 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego OSDp realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

d) Umowa, o której mowa w pkt. c) jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

e) Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, posiadający zawartą z tym OSD umowę dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji") może pełnić funkcję sprzedawcy, w tym sprzedawcy rezerwowego (po określeniu tego faktu w generalnej umowie dystrybucji). Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 3 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- ✓ terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- ✓ warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
- ✓ zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- ✓ wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- ✓ wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- ✓ zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- ✓ zasady przekazywania informacji w zakresie wchodzenia w życie i rozwiazywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- ✓ osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- ✓ zasady wstrzymywania i wznawiania przez OSD dostarczania energii do URD w przypadkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne oraz aktach wykonawczych do tej ustawy,

- ✓ zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- ✓ algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- ✓ zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD,
- ✓ zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- ✓ zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP,
- ✓ zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

f) W przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym umowa, o której mowa w pkt. 8.4.3. ppk.e) jest ograniczona w terminach i ze skutkiem przewidzianym w IRiESP. Od momentu wprowadzenia przedmiotowego ograniczenia, sprzedaż energii do URD jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego wskazanego przez URD.

g) W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. 8.1.2. OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
   - ✓ zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,
   - ✓ oświadczenie OSDn o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSDp,
   - ✓ dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
   - ✓ osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz ich dane adresowe,
   - ✓ zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD,
   - ✓ zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
   - ✓ zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
   - ✓ zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

8.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych

8.5.1. OSD bierze udział w administrowaniu konfiguracją rynku bilansującego na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego.

8.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku bilansującego i detalicznego w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD realizuje następujące zadania:

a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,

b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do poszczególnych MB właściwych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,

c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji

zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDp, a OSDp przekazuje do OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,

d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

e) przekazuje do OSDp, a OSDp do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,

f) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

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 OSDp, a OSDp przekazuje do OSP,

h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,

i) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

8.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. realizuje następujące zadania:

j) 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 dystrybucji,

k) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,

l) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,

m) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,

n) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,

o) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału 12.

8.5.4. OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej 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.

8.5.5. OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

a) URD typ wytwórca – AAAA_kodOSD_W_XXXX, gdzie:
(*oznaczenie literowe podmiotu*)-(*oznaczenie kodowe OSD*). _W.(*numer podmiotu*)

i. URD typ odbiorca – AAAA_kodOSD_O_XXXX, gdzie:
(*oznaczenie literowe podmiotu*)_(*oznaczenie kodowe OSD*). ._O.(*numer podmiotu*)

ii. URD typ sprzedawca – AAAA_kodOSD_P_XXXX, gdzie:
(*oznaczenie literowe podmiotu*)_(*oznaczenie kodowe OSD*)_P(*numer podmiotu*)

8.5.6. Oznaczenia kodowe Operatorów Systemów Dystrybucyjnych niezbędne do oznaczeń kodowych podmiotów w sieci dystrybucyjnej są zgodne z nadanym przez Operatora Systemu Przesyłowego czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy przesyłowej.

8.5.7. Sprzedawcy nie posiadający jeszcze kodów indentyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.

8.5.8. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej, o ile jest to inny operator niż ten, który nadał temu podmiotowi kod identyfikacyjny.

8.5.9. W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.

8.5.10. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowy te zawierają również inne niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

8.5.11. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

8.5.12. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D) mają następującą postać: MD_D_AAAA_AX_XXXX_XX (19 znaków), gdzie:
(*rodzaj obiektu*)_(*oznaczenie literowe POB*)_(*kod typu URD w* MD_D)_(*numer obiektu MB*)_(*numer obiektu w obszarze Rynku Detalicznego*).

8.5.13. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:
(*rodzaj obiektu*)_(*oznaczenie literowe podmiotu*)_(*kod OSD*)_(*kod typu URD*)_(*numer podmiotu*).

8.5.14. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:
(*kod obiektu energetycznego*)-(*kod urządzenia energetycznego*).

8.5.15. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym jak i logicznym. Kody PPE mają następującą postać:

PL POLD XXXXXXXXXX XX, gdzie:

PL - kod kraju
POLD - kod OSD, xxxxx - unikalne dopełnienie, gdzie dwie pierwsze liczby ciągu oznaczają numer danego operatora systemu liczba, kontrolna).

Powyższe formaty kodu PPE będą obowiązywały do momentu wprowadzenia przez Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. nowego formatu kodu PPE, ujednoliconego dla wszystkich obszarów dystrybucyjnych.
Nowy format kodów PPE określony w punkcie 8.5.16. oraz zasady jego nadawania określone w punktach od 8.5.17. do 8.5.23 będą obowiązywać od daty, o której mowa w pkt. 8.5.18.

8.5.16. **Kod PPE jest oznaczeniem w formacie:**

PL BBBB X YZ WKA VVVVVVVV

gdzie:

- **PL** – kod kraju (2 znaki),
- **BBBB** – kod OSDp (4 znaki) - dla Polenergia Dystrybucja jest to **POLD**
- **X** – nr obszaru (1 znak) – dla Polenergia Dystrybucja jest to liczba *„ 1"*
- **YZ** – nr obszaru taryfowego (2 znak), tabela nr 1
- **WKA** – nr rejonu/ projektu (3 znak), tabela nr 2
- **VVVVVVVV** – nr kolejny narastający nr w ramach danego rejonu/projektu (8 znaków)

Tabela nr 1

Lp.	Nazwa obszaru	Nr obszaru taryfowego
1	Gdańsk	01
2	Kielce	02
3	Kraków	03
4	Łódź	04
5	Poznań	05
6	Szczecin	06
7	Toruń	07
8	Warszawa	08
9	Warszawa- Teren	09
10	Wrocław	10

Tabela nr 2

Lp.	Nazwa obszaru	Rejon/ obszar	Nr rejonu/ projektu
1	Gdańsk	Gdynia Oksywie, Babie Doły	001
2		Żarnowiec	002
3		Tczew	003
4	Kielce	Sitkówka Nowiny	004
5	Kraków	Futura Park	005
6		Orange Office Park	006
7	Łódź	Łódzka Specjalna Strefa Ekonomiczna	007
8	Poznań	Widziszewo	008
9		Leszno	009
10	Szczecin	Świnoujście	010
11	Toruń	Łysomice	011
12	Warszawa	Marina Mokotów	012
13		Lewandów	013
14		Słoneczne Skorosze	014
15		Wiślane Ogrody	015
16		Banderii	016
17		Eolian Park	017
18		Blue City	018
19		Galeria Mokotów	019

20		Saska Kępa	020
21		Annopol	021
22		Kronos	022
23		Nowy Plac Unii	023
24		Jana Kazimierza	024
25	Warszawa –Teren	Galeria Ząbki	025
26		Oaza Kampinos	026
27		Lc Corp	027
28		Dworek Polski	028
29	Wrocław	Wrocław	029

8.5.17. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

8.5.18. Kod PPE jest nadawany przez Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. po zgłoszeniu gotowości przyłącza / instalacji do przyłączenia do sieci Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. a przed zawarciem przez URD umowy, na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

8.5.19. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE, Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. poinformuje sprzedawców co najmniej z 30 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z Polenergia Dystrybucja będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie określonym w pkt. 8.5.16. w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem, o których mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją Polenergia Dystrybucja udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE. Tabela ta będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

8.5.20. Zmiana kodów PPE nadanych przez Polenergia Dystrybucja nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

8.5.21. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. 13.3.

8.5.22. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. 8.5.18. z zastrzeżeniem pkt. 8.5.19.,

c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania Polenergia Dystrybucja, w którym następuje:

- „pobór", „wprowadzanie" lub „pobór i wprowadzanie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci Polenergia Dystrybucja przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo – rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, Polenergia Dystrybucja nie nadaje odrębnego kodu 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.

8.5.23. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo – rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
b) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzą 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.

8.6. **Zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym**

8.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSDn z OSDp.

8.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać, na dzień rozpoczęcia realizacji umowy o której mowa w pkt. 10.6.1. układy pomiarowo- rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia „systemowego" oraz niniejszej IRiESD.

8.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

a) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSP,
b) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSDn,
c) o współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy OSDp a OSDn,
d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a sprzedawcą energii elektrycznej do URDn,
e) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a przedsiębiorstwem energetycznym świadczącym usługi dystrybucji dla URDn (zwanym dalej PEP) - w przypadku gdy PEP nie jest jednocześnie OSDn,
f) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp 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,
g) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn 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.

Jeżeli którakolwiek z umów wymienionych powyżej nie będzie obowiązywać, OSDp może wstrzymać realizację przekazywania danych do OSP, bez ponoszenia jakichkolwiek konsekwencji z tego tytułu.

8.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

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

b) dostarczania do OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,

d) niezwłocznego przekazywania OSDp 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 OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych,

8.6.5. Przekazywanie danych przez OSDp 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 wytwórca.

8.6.6. OSDn jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn.

Wyznaczanie i przekazywanie do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD.

8.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB prowadzącym bilansowanie handlowe w obszarze sieci PEP (na której operatorem jest wyznaczony OSDn), będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn 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).

8.6.8. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

8.7. Zasady zawierania umów dystrybucji z URDo

8.7.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URDO lub upoważnionego przez niego sprzedawcę. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na stronie internetowej.

8.7.2. Podmioty występujące o zawarcie umowy dystrybucji, na dzień zawarcia umowy muszą spełniać postanowienia zawarte w pkt. 2.4. IRiESD.

8.7.3. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wysyła parafowaną umowę w terminie:

a) do 7 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URDo będących odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,

b) do 21 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla pozostałych URDo;

Podpisana jednostronnie przez URDo umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści zaproponowanej przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., powinna być dostarczona do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. nie później niż do dnia otrzymania przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powiadomienia, o którym mowa w pkt. 10.1.

8.7.4. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę z którym URDo ma podpisaną umowę sprzedaży energii elektrycznej. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej określa rozdział 10.

8.7.5. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną na podstawie umów kompleksowych z URD w gospodarstwach domowych, zawiera z Polenergia jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

1) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z Polenergia,
2) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usługi dystrybucji przez Polenergia,
3) warunki świadczenia przez Polenergia usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
4) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy Polenergia a sprzedawcą,
5) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
6) ogólne zasady wymiany danych i informacji,
7) osoby upoważnione do kontaktu z Polenergia oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
8) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania Polenergia o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w zrozumieniu IRiESD – Bilansowanie,
9) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
10) zasady i warunki świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.

Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy kompleksowej URD innym, niż URD w gospodarstwach domowych, na obszarze działania Polenergia może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej dla tych URD. Zasady realizacji umów kompleksowych z tymi URD, określa umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarta pomiędzy sprzedawcą a Polenergia.

8.8. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej

8.8.1. Certyfikacja ORed

8.8.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

8.8.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

8.8.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:

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

8.8.1.3.2. posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:

1. spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
2. które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. (dalej POLD) oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSDp w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
3. które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do POLD w trybie dobowym poprzez system wskazany przez POLD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSDp w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDn).

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

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

8.8.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

8.8.1.5.1. OSDn - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci POLD;

8.8.1.5.2. OSDp we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

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

8.8.1.5.4. OSDn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt. 8.8.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR") i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt. 8.8.1.3.2.

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

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

8.8.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

8.8.1.6.1. Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ustawy Prawo energetyczne.
W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

8.8.1.6.2. Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 8.8.1.6.1. z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

8.8.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. 8.8.1.6.1. ppkt 1. dokonywana jest na poniższych zasadach.
OSDp jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

8.8.1.7.1. W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;

8.8.1.7.2. W terminie 30 dni od dnia, od którego:

1. Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 8.8.1.6.1. lub
2. odpowiednio OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),
   - dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt. 8.8.1.7.1.

Certyfikacji, zgodnie z pkt. 8.8.1.7.2.poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

8.8.1.7.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. 8.8.1.3.2.

8.8.1.7.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 8.8.1.7.1. jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

8.8.1.7.5. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 8.8.1.3.2. ppkt 2 nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

8.8.1.7.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 8.8.1.6.1.

8.8.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt 8.8.1.6.1.oraz 8.8.1.6.2. dokonywana jest na poniższych zasadach:

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

1. OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
2. 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.

8.8.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

1. Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
2. Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
3. Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
4. Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSDp, zgodnie z kodyfikacją danego OSDp, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 8.8.1.3.2.;
5. Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
6. Oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
   c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
   d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
   e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
   f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
   g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
   h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę

w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;

7. Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDp lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDp wniosek 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 OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.
Na każde żądanie OSDp, Odbiorca w ORed dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

8.8.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1. Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
2. Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
3. Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
4. Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. 8.8.1.3.2.

8.8.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 8.8.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.
Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 8.8.1.5.3. nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

8.8.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 8.8.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

8.8.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn , w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. 8.8.1.8.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. 8.8.1.5.3. do upoważnionego OSDp.
OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp 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. 8.8.1.5.3. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.
Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. 8.8.1.5.3. albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.
OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. 8.8.1.3.2.

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

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

8.8.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

8.8.1.9.1. Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. 8.8.1.5.3. zdanie drugie;

8.8.1.9.2. Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej innogy Stoen Operator;

8.8.1.9.3. Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. 8.8.1.5.3. zdanie trzecie;

8.8.1.9.4. Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp, o którym mowa w pkt. 8.5. (kody PPE nadaje OSDp właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);

8.8.1.9.5. Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;

8.8.1.9.6. Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;

8.8.1.9.7. Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt 8.8.1.12.3. ppkt.1)

8.8.1.9.8. Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w 8.8.1.9.4.

8.8.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. 8.8.1.7.1. oraz 8.8.1.8.3. OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

8.8.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny".

8.8.1.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny". W celu uzyskania statusu „ORed aktywny", wymagane jest dostarczenie do OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

8.8.1.12.1. Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:

1. OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
2. OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
3. 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),

8.8.1.12.2. Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

8.8.1.12.3. Oświadczenia:

1. wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
2. o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
3. o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,

8.8.1.12.4. wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,

8.8.1.12.5. o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

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

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

8.8.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. 8.8.1.12.3. są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt 8.8.1.12.3., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt 8.8.1.12.2. skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez innogy Stoen Operator dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt 8.8.1.1.3.

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

8.8.1.15. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

8.8.1.15.1. Gdy OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. 8.8.1.3.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.

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

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

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

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp do OSP.

8.8.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt 8.8.1.3.2. odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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

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

8.8.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt 8.8.1.12.3. i 8.8.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

8.8.1.18. OSDp i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. 8.8.1.12.3. i 8.8.1.14.

8.8.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP:

8.8.2.1. dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:

8.8.2.1.1. o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,

8.8.2.1.2. o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSDp po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie *n+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. 8.8.2.6.

OSDp 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. 8.8.2.7. dla Programu

Bieżącego Uproszczonego, informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie n+4) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, innogy Stoen Operator przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt 8.8.2.6.

OSDp 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. 8.8.2.6.

8.8.2.2. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów punktu 9.

8.8.2.3. 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.

8.8.2.4. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:

8.8.2.4.1. o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,

8.8.2.4.2. o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę,

8.8.2.5. OSDp 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, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. 8.8.2.6.

8.8.2.6. OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o., w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o., w trybie i formie określonych w pkt. 8.8.2.6.).

1) W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSDp, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. 8.8.2.c), w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o., którego sieć jest połączona z siecią OSDp.
2) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o., którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązana jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:
   a) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. 8.8.2.6), w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
   b) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *n),* o którym mowa w pkt. 8.8.2.6), w terminie do doby *n+2,*
   c) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. 8.8.2.), w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca *m+1,*
   d) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. 8.8.2.), za miesiąc *m,* w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4.*

Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie.

3) OSDp 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.
4) Dane godzinowe dla doby *n* są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby *n+1* do doby *n+4*.
5) Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym *m+1*. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt. 8.8.2.),

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp 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 OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym *m+1*, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. 8.8.2.g).

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.
Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp 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 OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp 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.
Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

8.9. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD mających zawarte umowy kompleksowe

8.9.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:
1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. 14.1.13. innego niż sprzedawca,
2) upoważnia Polenergia do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz - w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.
Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. 14.1.13. obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

a) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jaj zawarcia,
b) upoważnienie dla Polenergia do żądanie w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14 – dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. 13.1. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem udzielonym przez tego URD dla TAURON Dystrybucja spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.
Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania Polenergia upoważnienia zawartego w treści umowy kompleksowej na każde uzasadnione żądanie Polenergia, poprzez przekazanie wyciągu z tej umowy w zakresie obejmującym co najmniej treść takiego upoważnienia oraz podpis URD, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.
Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. 10.1.1.

8.9.2. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. 8.9.4. zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:
1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
   a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. 8.3.12.
   b) świadczenia usługi dystrybucji, o której mowa w pkt. 8.3.14.
2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą:
   - jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej nastepuje poprzez złożenie przez Polenergia sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:
   i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej,
   ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

8.9.3. Polenergia nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:
1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne, lub rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść odbiorcy w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego odbiorcy decyzji Prezesa URE,
2) wyprowadzenia URD z PPE (zakończenia na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji wraz z fizycznym odłączeniem PPE od sieci OSD.

8.9.4. Sprzedawca, który zawarł z Polenergia GUD-K, która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze Polenergia, składa Polenergia ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.
Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD-K.

8.9.5. Rezerwowa umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.
Umowa może ulec rozwiązaniu:
1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron – lub

2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania
- a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

8.9.6. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

a) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia Polenergia do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej: albo

b) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. 8.3.14.
- Polenergia działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawca z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez Polenergia sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie.
Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usługi dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę.
Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.
Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. 8.7.5. i w okresie, w którym pełni zadania z urzędu – nie może tej oferty wycofać.

8.9.7. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez Polenergia oświadczenia, o którym mowa w pkt. 8.9.2. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny – albo

2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez Polenergia oświadczenia , o którym mowa w pkt. 8.9.6. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

8.9.8. Po zawarciu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014 o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

8.9.9. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić Polenergia o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której , mowa w pkt. 8.9.6.
Poleneria udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej.

8.9.10. Polenergia udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

8.9.11. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a

ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, Polenergia zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

8.9.12. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a Polenergia nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt.13.1., Polenergia zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

8.9.13. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. 8.9.6. albo rezerwowa umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. 8.9.2. ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

8.10. Zasady sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej dla URD mających zawarte umowy dystrybucji

8.10.1. W umowie o świadczenie usług dystrybucji, URD:

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. 14.1.13. innego niż sprzedawca podstawowy,
2) upoważnia Polenergia do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz - w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.
   Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. 14.1.13. obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

   Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:
   c) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jaj zawarcia,
   d) upoważnienie dla Polenergia do żądanie w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowejprzed upływem 14 – dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

   Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. 13.1. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

8.10.2. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. 8.9.4. zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
   a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. 8.3.12.
   b) świadczenia usługi dystrybucji, o której mowa w pkt. 8.3.14.
2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą:
   - jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

   Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez Polenergia sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:
   i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej,
   ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.

8.10.3. Polenergia nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i

art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne, (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży) albo do rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść odbiorcy w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego odbiorcy decyzji Prezesa URE,

2) wyprowadzenia URD z PPE.

8.10.4. Sprzedawca, który zawarł z Polenergia GUD, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze Polenergia, składa Polenergia ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD.

8.10.5. Umowa sprzedaży rezerwowej jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę.

Umowa może ulec rozwiązaniu:

1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron – lub
2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania

- a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

8.10.6. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia Polenergia do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej: albo
2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. 8.3.14.

- Polenergia działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawca z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez Polenergia sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usługi dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę.

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

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. 8.7.5. i w okresie, w którym pełni zadania z urzędu – nie może tej oferty wycofać.

8.10.7. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez Polenergia oświadczenia, o którym mowa w pkt. 8.9.2. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny – albo
2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez Polenergia oświadczenia , o którym mowa w pkt. 8.9.6. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

8.10.8. Po zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie

z ustawą z dnia 30 maja 2014 o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

8.10.9. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić Polenergia o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której , mowa w pkt. 8.9.6.

Poleneria udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej.

8.10.10. Polenergia udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

8.10.11. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, Polenergia zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

8.10.12. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a Polenergia nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt.13.1., Polenergia zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

8.10.13. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. 8.9.6. albo umowa sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. 8.9.2. ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

8.11. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
2) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują Polenergia aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

9. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

9.1. Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

9.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w zrozumieniu IRiESP, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będacą w posiadaniu POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może zlecić realizację niektórych funkcji OP innemu podmiotowi.

9.1.2. Administrowanie przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczeniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:

a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD,
c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,

d) agregacja ilości dostarczonej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
e) udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach,

9.1.3. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pozyskuje te dane w postaci:
a) godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników - dane godzinowe,
b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.
Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Dane pomiarowe o których mowa:
- ✓ w powyższym ppkt. a), POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż raz w okresie rozliczeniowym w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- ✓ w powyższym ppkt. b), POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. SA, a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

9.1.4. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w pkt. 9.1.3. ppk. a) i pkt. 9.1.3. ppk. b) w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

9.1.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wyznacza ilość energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych; lub
b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej Instrukcji, w przypadku awarii układu transmisji danych lub układu pomiarowego; lub
c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub
d) standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale 15, ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym zostały przyporządkowane standardowe profile zużycia.

9.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej 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.

9.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. 9.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby w następujący sposób:

a) na podstawie współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub,

b) na podstawie ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię; lub,

c) na podstawie ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia po awarii.

9.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.

9.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. , na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

Każdy inny sposób niż poprzez system wymiany informacji POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, musi zostać określony w umowie dystrybucyjnej.

9.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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 ww. podmiotom danych.

9.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) Sprzedawcom:

- ✓ o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD - przekazywane do piątego dnia roboczego następnego miesiąca, po miesiącu, w którym został przeprowadzony odczyt kończący okres rozliczeniowy opłaty dystrybucyjnej,
- ✓ godzinowe URD po ich pozyskaniu przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

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.

9.1.12. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. udostępnia Sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa w pkt. 9.1.11. ppk. a) oraz wstępne dane pomiarowe na zasadach określonych w GUD.

9.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,

b) korekty danych składowych,

c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i są zgłaszane oraz udostępniane w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. 9.1.11.

9.1.14. URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD.

9.1.15. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MBOSD oraz MBZW na podstawie zapisów IRiESP oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

9.1.16. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanym zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD udostępnia dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu największych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.

9.1.17. OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

a) dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,

b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.

9.1.18. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego $_{FD}$MB: Ilość energii rzeczywistej w $_{FD}$MB w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych MD_D wchodzących w skład $_{FD}$MB

$$ER_{MBi}^{h} = \sum_{j \in f} E_{MDDj}^{h}$$

gdzie:

ER_{MBi}^{h} - *ilość energii rzeczywistej w i-tym $_{FD}$MB w godzinie h;*

ER_{MDDj}^{h} - *ilość energii rzeczywistej w MD_D wchodzącym w skład i-tego $_{FD}$MB w godzinie h;*

f - zbiór MD_D wchodzących w skład w skład i-tego $_{FD}$MB w godzinie h.

9.1.19. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $_{P}MD_D$ w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

$$ER_{MDDi}^{h} = \sum_{k=1}^{K} \left(\frac{\sum_{Z=1}^{n} ED_{Zk}^{M}}{\sum_{h=1}^{m} E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

ER_{MDDi}^{h} - *ilość energii rzeczywistej w i-tym MD_D w godzinie h;*

ED_{Zk}^{M} - *deklarowany pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M, w z-tym PPE wchodzącym w skład j-tego MD_D, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k;*

$\sum_{h=1}^{m} E_{PSkh}$ - *suma ilości godzinowych energii standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M;*

E_{PSkh} - *wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h;*

K - *liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MD_D;*

n - *liczba PPE wchodzących w skład j-tego MD_D, w którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k;*

m - *liczba godzin w miesiącu M.*

9.1.20. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $_PMD_D$ w cyklu korekty na RB:

$$ER_{MDDj}^{hT} = \sum_{k=1}^{K} \left(\frac{\sum_{Z=1}^{n} ER_{ZkT}^{M}}{\sum_{h=1}^{mT} E_{PSkhT}} * E_{PSkhT} \right)$$

gdzie:

ER_{MDDj}^{hT} - *ilość energii rzeczywistej w i-tym MD_D w godzinie należącej do strefy T;*

ER_{ZkT}^{M} - *rzeczywisty, wyznaczony na podstawie odczytu urządzeń pomiarowych pobór energii w strefie T dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M, w z-tym PPE wchodzącym w skład j-tego MD_D, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k;*

$\sum_{h=1}^{m} E_{PSkhT}$ - *suma ilości godzinowych energii w strefie T standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M;*

E_{PSkhT} - *wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h należącego do strefy T;*

K - liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MD_D;

n - liczba PPE wchodzących w skład j-tego MD_D, którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k;

m- liczba godzin w miesiącu M

T - strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej określona w obowiązującej taryfie OSD.

9.1.21. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $_FMD_D$:Ilość energii rzeczywistej w $_FMD_D$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład $_FMD_D$

$$ER^h_{MDDi} = \sum_{j \in f} ER^h_{PDEj}$$

gdzie:

ER^h_{MDDi} - *ilość energii rzeczywistej w i-tym $_FMD_D$ w godzinie h;*

ER^h_{PDEj} - *ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład i-tego $_FMD_D$ w godzinie h;*

f - zbiór PDE wchodzących w skład w skład i-tego $_FMD_D$ w godzinie h.

9.1.22. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Punktach Dostarczania Energii Rynku PDE: Ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE

$$ER^h_{PDEi} = \sum_{j \in f} ER^h_{FPPj}$$

gdzie:

ER^h_{PDEi} - *ilość energii rzeczywistej w i-tym PDE w godzinie h;*

ER^h_{FPPj} - *ilość energii rzeczywistej w FPP wchodzącym w skład i-tego PDE w godzinie h;*

f - zbiór FPP wchodzących w skład w skład i-tego PDE w godzinie h.

9.1.23. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez system Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP.

Przekazywane do OSP dane, w tym także wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.

9.1.24. Przekazywanie danych pomiarowych pomiędzy OSP i OSD jest realizowane poprzez system WIRE w MWh z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

a) dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności systemów informatycznych LSPR,
b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń,
c) dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

9.1.25. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez System Wymiany Informacji OSD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a POB.

9.1.26. Dane pomiarowe udostępniane są przez OSD dla URD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD.

9.1.27. Udostępniane przez OSD dane, w tym także dane pomiarowo-rozliczeniowe wyznaczane w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSD w przewidywanych w IRiESD-Bilansowanie trybie korekt.

9.1.28. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD będących wytwórcami lub odbiorcami w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. W przypadku braku danych stanowiących podstawę do rozliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.

9.1.29. URD oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale 12 niniejszej IRiESD.

10. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

10.1. Ogólne zasady powiadamiania

10.1.1. Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:

a) odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (URD_O),

b) sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z URD_O.

10.1.2. Powiadomienia, o których mowa w pkt. 10.1.1. dokonują obie strony umowy zgodnie z procedurą określoną w rozdziale 13. Powiadomienia te zbierane będą od pierwszego dnia roboczego do dziesiątego dnia roboczego każdego miesiąca na formularzu określonym przez OSD, zawierającym co najmniej:

c) strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,

d) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,

e) okres obowiązywania umowy,

f) planowane ilości energii objętej umową,

g) datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,

h) numer PPE.

Proces zmiany Sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale F. rozpoczyna się od momentu zakończenia przyjmowania przez OSD powiadomień, o których mowa powyżej.

Powiadomienia złożone poza bramkami czasowymi określonymi powyżej będą rozpatrywane w miesiącu następującym po miesiącu, w którym dokonano powiadomienia.

10.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie w zakresie danych określonych w pkt. 10.1.2.

10.1.4. Aktualny wzór formularza, o którym mowa w pkt .10.1.2. obowiązujący na obszarze działania OSD jest publikowany na stronie internetowej OSD oraz udostępniany w siedzibie OSD.

10.1.5. Strony obowiązującej terminowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej są zobowiązane do poinformowania OSD o planowanym przedłużeniu okresu obowiązywania powyższych umów. Informacje należy przekazać z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem w jeden ze sposobów:

a) osobiście w punkcie obsługi klienta,

b) listownie na adres OSD,

c) pocztą elektroniczną,

d) faksem.

Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt.10.1.1. na formularzu, o którym mowa w pkt. 10.1.2.

10.2. **Weryfikacja powiadomień**

10.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. 10.1.2., w terminach określonych w rozdziale 13.

10.2.2. OSD dokonuje weryfikacji w przeciągu 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:

a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
b) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami dokonanymi przez strony umowy; lub
c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
d) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB; lub
e) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSD zgłoszenia drugiej strony umowy,

OSD informuje w terminie określonym w pkt. 10.1.5. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień.

10.2.3. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. 10.2.1. OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MD_D wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

11. ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

11.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

11.1.1. Sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:

a) OSD,
b) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
c) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,

oraz

11.1.2. OSP i:

a) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
b) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
c) OSD,

oraz

11.1.3. OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

11.1.4. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSD. OSD dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem punktu D.3. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.

11.1.5. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSD powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy oraz POB przekazującego i przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

11.1.6. Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w pkt. 13.1.2., jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w punkcie 13.3.

11.1.7. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie 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 odbiorcy lub na OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje sprzedawca rezerwowy. Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem postanowień pkt. 11.1.9., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na rynku bilansującym POB.

11.1.8. Jeżeli odbiorca utraci sprzedawcę podstawowego oraz sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawca podstawowy i rezerwowy utracą POB wskazanych przez tych sprzedawców jako odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, w tym samym czasie, wówczas OSD podejmuje działania zgodnie z obowiązującymi zapisami aktów prawnych. Sposób i zasady rozliczenia energii dostarczonej przez OSD do odbiorcy w okresie od dnia utraty sprzedawców do dnia wstrzymania dostarczania energii, określone są w umowie dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD i Odbiorcą.

11.1.9. POB ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umów sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień rozdziału D. W przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSD realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy a sprzedaż energii realizowana jest na podstawie Umowy sprzedaży o której mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit b ustawy – Prawo energetyczne zawartej przez OSD w imieniu i na rzecz odbiorcy z podmiotem oznaczonym w umowie dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a Odbiorcą.

11.1.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub wytwórcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

11.1.11. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.

12. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

12.1.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

12.1.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.

12.1.3. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres:

POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
ul. Krucza 24/26
00-526 Warszawa;

12.1.4. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu,

b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,

c) zgłaszane żądanie,

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

12.1.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.

12.1.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt E.5., w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,

b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. 12.1.3.

12.1.7. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD 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. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.

12.1.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, 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 OSD i podmiot składający reklamację.

12.1.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. 12.1.8. musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

13. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI OBSŁUGI ODBIORCÓW

13.1. Wymagania ogólne

13.1.1. Procedury zmiany Sprzedawcy energii elektrycznej zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez odbiorcę umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielną: umowę sprzedaży i umowę oświadczenie usług dystrybucji.

13.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz określa warunki realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

13.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia pkt. 2.4. IRiESD od dnia zgłoszenia.

13.1.4. URD zawiera z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. umowę o świadczenie usług dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej.

13.1.5. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

13.1.6. Dla odbiorców przyłączonych do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. na niskim napięciu, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. posiada odczytane wskazania.

13.1.7. Zmiana sprzedawcy tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. 11.1.4. oraz przy zachowaniu terminów, o których mowa w pkt. 13.2.

13.1.8. Odbiorca może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji odbiorca wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. 13.2.4. Energia elektryczna zmierzona w PPE odbiorcy, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez tego sprzedawcę.

13.2. **Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę**

13.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., a odbiorcą oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. 11.1.

13.2.2. Odbiorca dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.

13.2.3. Odbiorca lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca wypowiada umowę kompleksową lub umowę sprzedaży dotychczasowemu sprzedawcy.

13.2.4. Odbiorca poprzez upoważnionego przez niego nowego sprzedawcę powiadamia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., o zawarciu umowy sprzedaży przez tego odbiorcę z nowym sprzedawcą. W powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni od daty powiadomienia.

13.2.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia o którym mowa w pkt.13.2.4. dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

13.2.6. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału 13.

13.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. 13.2.4. zawiera braki formalne POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. informuje o tym podmiot, 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.

13.2.8. Jeżeli braki formalne, o których mowa w punkcie pkt. 13.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. 13.2.4. informując o tym podmiot który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.

13.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie trzech tygodni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. 13.2.4. z zastrzeżeniem punktów pkt. 13.2.7. i pkt. 13.2.8. chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy.

13.2.10. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przekazuje do odbiorcy informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

13.3. **Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców**

13.3.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

13.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.:

a) na stronach internetowych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,

c) w punktach obsługi klienta.

13.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

a) osobiście w punkcie obsługi klienta,

b) listownie na adres POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,

c) pocztą elektroniczną,

d) faksem,

e) telefonicznie.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,

13.3.4. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.,informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

a) 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 oraz weryfikacji powiadomień,

g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

13.3.5. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSD. Lista sprzedawców z którymi Operator Systemu Dystrybucyjnego zawarł generalne umowy dystrybucji publikowana jest na stronach internetowych OSD. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD.

13.3.6. Przy każdej zmianie przez odbiorcę Sprzedawcy dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym opóźnieniem.

13.3.7. Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy muszą spełniać postanowienia pkt. 2.4. od momentu skorzystania z tego prawa.

13.3.8. Zmiana Sprzedawcy tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy URD a Sprzedawcą, dokonywana jest w pierwszym dniu miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym OSD otrzymał zgłoszenie zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą, z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów, o których mowa w pkt. 10.1.2.

13.3.9. Sprzedawca zamierzający świadczyć usługi odbiorcy korzystającemu z możliwości zmiany sprzedawcy zobowiązany jest do przestrzegania procedur zmiany sprzedawcy zawartych w IRiESD.

13.3.10. Odbiorca nie może zawrzeć umowy sprzedaży na ten sam okres z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej do jednego punktu poboru energii.

14. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

14.1.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

b) URD typu wytwórca (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

14.1.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_W, jest realizowany według następującej procedury:

a) Sprzedawca lub URD_W powiadamia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. SA, na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i w umowie dystrybucji, 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,

b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;

c) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w przypadku pozytywnej weryfikacji:

- ✓ niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
- ✓ niezwłocznie informuje sprzedawcę lub URD_W oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
- ✓ 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;

d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_W o przyczynach negatywnej weryfikacji.

14.1.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt. 14.1.2. ppk. b) jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. 14.1.5.

14.1.4. Z dniem zmiany POB, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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:

c) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
d) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
e) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W;
f) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O.

14.1.5. Jeżeli POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. 14.1.2. ppk. a) 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

14.1.6. Z zastrzeżeniem pkt. 14.1.2. do 14.1.4. 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 POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w przypadku utraty POB przez URD_W. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URD_O przejmuje sprzedawca rezerwowy.

14.1.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_O, w przypadku o którym mowa w pkt. 14.1.6. 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. Energia pobrana przez URDo w okresie poprzedzającym wstrzymanie dostarczania energii, będzie rozliczona po cenie stanowiącej pięciokrotność ceny energii elektrycznej o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 litera b) ustawy Prawo energetyczne.

14.1.8. Jeżeli URD_W utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_W, w porozumieniu z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. a URD_W.

14.1.9. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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. W przeciwnym wypadku może nastąpić wstrzymanie przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy lub URD_W.

14.1.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_W jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i sprzedawcy lub URD_W, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

14.1.11. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URD_W POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD_W i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD_W przez POB na obszarze działania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

14.1.12. Informacja o podmiotach pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, zawierających umowy sprzedaży rezerwowej lub rezerwowe umowy kompleksowe podana jest na stronie internetowej Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. oraz udostępniana jest w siedzibie OSD.

14.1.13. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD,
2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD-K,
3) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
4) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.

15. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

15.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa standardowe profile zużycia na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tabeli 1 niniejszej IRiESD.

15.1.2. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia dotyczą URD rozliczanych wg. taryfy G oraz C1x, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia.

15.1.3. Dla URD, o których mowa w pkt G.2., OSD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród określonych w Tablicy 1, zgodnie z grupą taryfową, do której dany odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie dystrybucyjnej.

15.1.4. Standardowe profile zużycia wyznaczone są dla następujących grup odbiorców:

profil G11	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: - odbiorcy bytowo-komunalni, - licznik jednostrefowy
profil G12	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: - odbiorcy bytowo-komunalni, - licznik dwustrefowy
profil C11	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - lokal usługowy - zasilanie jedno lub trójfazowe - licznik jednostrefowy

15.1.5. Rzeczywista ilość energii elektrycznej w godz. i-tej jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh, na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w miejscach dostarczania oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej w poszczególnych miejscach dostarczania, wykorzystujących standardowe profile zużycia i/lub rzeczywiste dane godzinowe przepływu energii elektrycznej do danego obszaru OSD.

Tabela 1 Profile zużycia energii elektrycznej

PROFIL			
godzina	G11	G12	C11
1	0,8300	0,5512	0,9407
2	0,7180	0,4695	0,8823
3	0,6642	0,3762	0,8580
4	0,6343	0,2998	0,8385
5	0,6208	0,2514	0,8406
6	0,6312	0,2729	0,9154
7	0,7003	0,2290	1,0104
8	0,7926	0,2363	1,1910
9	0,8933	0,2407	1,4723
10	0,9841	0,2603	1,7090
11	1,0237	0,2756	1,8505
12	1,0029	0,2811	1,9177
13	1,0106	0,2970	1,9607
14	1,0487	0,4689	1,9682
15	1,0789	0,5218	1,9861
16	1,1589	0,3999	1,9483
17	1,2307	0,3539	1,8911
18	1,3384	0,3227	1,8374
19	1,4277	0,3316	1,6808
20	1,4834	0,3228	1,5171
21	1,5112	0,3444	1,4237
22	1,5022	0,4080	1,3697
23	1,2892	0,5956	1,2328
24	0,9896	0,5921	1,0755

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość) IRiESD- Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej - część Bilansowani szczegółowa: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	• Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej • Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - 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
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego wMB Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, zgodnie ze wzorem: $P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ gdzie: i - rząd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
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 - rząd harmonicznej U_h - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
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	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB$_O$ • **URB$_{SD}$** • **URB$_{OK}$**	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: - odbiorca sieciowy - odbiorca końcowy
URBp0	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
Administrator	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za pomiarów obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych
Automatyczny układ elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej regulacji napięcia w węźle 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	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi elektrycznej w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie)
Fizyczne Miejsce 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
Fjzyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany 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	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach zdeterminowana 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, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, 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 przed licznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, 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, 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.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. 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 kraju.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	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 siecia", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana: a) przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin, b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin, c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. Dla elektrowni wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa elektrowni wiatrowej nie jest osiągana.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

	a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
Nielegalne pobieranie	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z energii elektrycznej całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	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	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, sieci zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Obrót energią	Działalność gospodarcza polegająca na handlu elektryczną hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest Bilansującego 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.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
ORed	Obiekt Redukcji

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	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie (OH) 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 systemu	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłowego 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).
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.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
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 Poboru Energii	Punkt w sieci, w którym produkty energetyczne (energia, usługi dystrybucyjne, moc itp.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczone na potrzeby

	rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemowe 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.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
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 wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
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.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazana przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.
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	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący elektrycznej się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

System	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich elektroenergetyczny urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Układ pomiarowo - rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo- pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (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 pomiarowy bilansowo-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.
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, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana Rynku Bilansującego bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecia"). 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 przyrządu - FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu bezpieczeństwa do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym przyrządu - FS znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i międzysystemowa innymi systemami elektroenergetycznymi.

Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarczą wykonywaną 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.

Załącznik nr 1

ZASADY DOKONYWANIA OGLĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW URZĄDZEŃ, INSTALACJI ORAZ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza następujące zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych:

1. **Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej**
   1.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
   1.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSD, podanych w pkt. 6.
   1.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
      a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
      b) stan przewodów i ich osprzętu,
      c) stan podwieszonej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
      d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
      e) stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
      f) stan izolacji linii,
      g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
      h) hstan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
      i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
      j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
      k) wpływ działania wód lub osiadania gruntu na konstrukcje linii.
   1.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w pkt. 6.
   1.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:
      a) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
      b) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
      c) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
      d) stan głowic kablowych,
      e) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
      f) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
      g) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
   1.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
   1.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w pkt. 6.
   1.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
h) działanie rejestratorów zakłóceń,
i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.

1.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
e) stan baterii kondensatorów,
f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
h) tan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
j) j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
l) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
m) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
n) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

2. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.

2.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.3.
b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone odrębnymi wymaganiami i przepisami,

c) konserwacje i naprawy.

2.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.5. oraz w pkt. 1.6.,

b) pomiary i próby eksploatacyjne określone odrębnymi wymaganiami i przepisami,

c) konserwacje i naprawy.

2.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:

a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.8. oraz w pkt.1.9.,

b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone odrębnymi wymaganiami i przepisami,

c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,

d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,

e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,

f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,

g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,

h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,

i) konserwacje i naprawy.

3. Ocena stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

3.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:

a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,

b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,

c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,

d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,

e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,

f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i remontów,

g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,

h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,

i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

3.3. Dopuszcza się inną, niż określono w pkt.3.2., równoważną metodę wykonywania oceny stanu technicznego, dającą m.in. podstawę do planowania modernizacji, remontów oraz dalszej eksploatacji, polegająca na bieżącym analizowaniu wyników prowadzonych zabiegów eksploatacyjnych, danych o uszkodzeniach i zakłóceniach pracy sieci oraz innych lokalnych wymagań.

4. Oględziny i przeglądy instalacji

4.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.

4.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:

a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,

b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

4.3. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:

g) oględziny w zakresie określonym pkt. 4.2,
h) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych wymaganiach i przepisach,
i) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
j) konserwacje i naprawy.

5. Remonty urządzeń, instalacji i elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniaj spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

Czasokresy oględzin obiektów sieci dystrybucyjnej

Obiekt sieci dystrybucyjnej	Czasookresy oględzin
Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV	nie rzadziej niż raz w roku
Linie napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	nie rzadziej niż raz na 5 lat
Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV	nie rzadziej niż raz w roku
Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	nie rzadziej niż raz na 5 lat
Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą: d) w skróconym zakresie, e) w pełnym zakresie	nie rzadziej niż raz na dobę, nie rzadziej niż raz na pół roku
Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: d) w skróconym zakresie, e) w pełnym zakresie	nie rzadziej niż raz na kwartał, nie rzadziej niż raz na pół roku
Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN	w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
Stacje elektroenergetyczne SN/nN	w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na 5 lat

Załącznik nr 2

KARTA AKTUALIZACJI (wzór)

Karta aktualizacji numer ..... Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data wejście w życie aktualizacji .....

Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację .....

Przyczyna aktualizacji

1. .....
2. .....
3. .....

Numery punktów podlegające aktualizacji

?) .....

?) .....

Nowe brzmienie punktów Instrukcji

1. .....
2. .....
3. .....

Załącznik nr 3

ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji uziemień przewodów odgromowych oraz odgromników i iskierników	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji	Po wykonaniu naprawy uziemień, nie rzadziej niż raz na 5 lat.
		Pomiar rezystancji uziemień ochronnych słupów lub napięć rażenia		
		Pomiar prądów ziemnozwarciowych	W celu wprowadzenia ewentualnych korekt nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych.	
2	Linie kablowe z izolacją papierową przesyconą o napięciu znamionowym od 1 kVdo30 kV włącznie	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. *0,75* wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. *0,75* wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości *5* kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
	Linie kablowe z izolacją polietylenową o napięciu znamionowym od 1 kV do 30 kV włącznie	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji i izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od 100 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. *0,75* wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. *0,75* wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			Dla kabli o izolacji z PE *1,5* U_n dla przypadków uzasadnionych technicznie	
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
	Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym 6 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od $\frac{200}{\sqrt[3]{S}}$ MΩ, gdzie S - przekrój żyły kabla w mm^2	Po wykonaniu naprawy
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od 40 MΩ	Dla kabli nowych
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. *0,75* wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. *0,75* wartości	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	
			Dla kabli o izolacji z PE *1,5* U_n dla przypadków uzasadnionych technicznie	
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
	Linie kablowe o napięciu niższym niż 1 kV	Sprawdzenie ciągłości żyły	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po modernizacji
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C nie mniejsza niż: • 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej • 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej • 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej • 20 MΩ w kablu izolacji polwinitowej	Dla kabli nowych
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			nie mniejsza niż $\frac{200}{\sqrt[3]{S}}$ MΩ, gdzie S - przekrój żyły kabla w mm^2	
3	Wyłączniki i zwierniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji, dla wyłączników małoolejowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50 % wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika z tym, że dla wyłączników o napięciu znamionowym 110 kV nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Badania gazów wyłączników z gazem 5F6, jeżeli wymaga tego wytwórca	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Próba szczelności wyłącznika powietrznego lub z gazem 5F6, jeżeli wymaga tego wytwórca	Spadek ciśnienia powietrza w wyłączniku powietrznym lub ciśnienie gazu 5F6, powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar zużycia powietrza wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego wytwórca	Zużycie powietrza na przewietrzenie i na cykl łączeniowy, powinno odpowiadać wymaganiom obwiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
4	Rozdzielnice kompaktowe o napięciu powyżej 1 kV w izolacji gazowej SF6.	Badanie gazów rozdzielnicy, jeżeli wymaga tego producent.	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu rozdzielnicy do eksploatacji	Zgodnie z wymaganiami producenta.
		Próba szczelności rozdzielnicy, jeżeli wymaga tego producent.	Spadek ciśnienia gazu SF6 powinien odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu rozdzielnicy do eksploatacji	
5	Połączenia prądowe w rozdzielniach 110 kV i SN, stacjach 110/SN i rozdzielniach sieciowych	Zaleca się badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30 % obciążenia znamionowego, temperatura badanego połączenia nie powinna	Nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	SN/SN (nie dotyczy rozdzielni w izolacji SF6)		być wyższa od temperatury określonej w instrukcji eksploatacji	
6	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co *5* lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
		Badania oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA	
7	Transformatory suche	Pomiar rezystancji izolacji R60	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35$ MΩ przy 30 C - dla transformatorów w eksploatacji	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy, nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji, z wyjątkiem transformatorów potrzeb własnych i dławików w stacjach 110/SN - badanie nie rzadziej, niż co *5* lat.
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
8	Transformatory olejowe o mocy 0,02 - 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	Pomiar rezystancji izolacji i wskaźników R_{60} i R_{15}	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35$ MΩ przy 30 C - dla transformatorów w eksploatacji	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy, nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji, z wyjątkiem transformatorów potrzeb własnych i dławików w stacjach 110/SN - badanie nie rzadziej, niż co 5 lat.
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji	
		Badanie oleju (transformator z konserwatorem) w zakresie: Wyglądu - rezystywności napięcia przebicia	Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartość cial obcych - Rezystywność nie niższa niż I x 10^9 Ω m przy 50 C - Napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV	
9	Obwody wtórne układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Pomiar rezystancji izołacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Dokładne terminy określono w Instrukcji eksploatacji układów zabezpieczających, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo- sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą Instrukcją

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Nie rzadziej niż raz na rok
	Obwody wtórne układów rejestrujących	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Dokładne terminy określono w Instrukcji eksploatacji układów zabezpieczających, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo- sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą Instrukcją
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Zgodnie z instrukcją producenta uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
	Obwody wtórne układów telemechaniki	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co4 lata lub zgodnie z wymaganiami Instrukcji eksploatacji układów telemechaniki Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5 % przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 - 1,1 Unom	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż raz na rok

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	Obwody wtórne układów sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MO, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MO	Nie rzadziej niż co 1 rok
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
10	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych rozdzielniach o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV	-Pomiar rezystancji uziemienia - Pomiar napięcia rażenia i sprawdzenie ciągłości siatki uziemień	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
11	Linia o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń - Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzanie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
12	Instalacje odbiorcze w budynkach, o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w okresie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100 %„ o temperaturze powietrza wyższej od + 35 C lub o wyziewach żrących - nie rzadziej niż raz w roku 2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75 % do 100 % i zapylonych - nie rzadziej niż co 5 lat 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 5 lat, w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowo - prądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		
		Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej		
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	1. Instalacje w pomieszczeniach: - o wyziewach żrących - nie rzadziej niż raz w roku, - nie rzadziej niż co 5 lat. 2. Instalacje na otwartym powietrzu lub w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75 % do 100 % o temperaturze powietrza wyższej od 35 C lub zapylonych - nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
				3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 5 lat