

ZAK Spółka Akcyjna



INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNE

PROJEKT- do konsultacji

Data wejścia w życie:

Podpisy osób zatwierdzających instrukcję:

.....

.....

Daty wejścia w życie aktualizacji:

.....

.....

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Siec Dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania decyzją Zarządu ZAK S.A. Postanowienia instrukcji obowiązują z datą wpisaną na stronie tytułowej niniejszej instrukcji.

SPIS TREŚCI

I.	Postanowienia ogólne	5
II.	Przylączenie do sieci dystrybucyjnej ZAK S.A. urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzystemowych oraz linii bezpośrednich	10
	II.1. Zasady przylączenia	10
	
	II.2. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych	16
	II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej	17
	II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	19
	II.5. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego ZAK S.A. przez podmioty przylęczone do sieci dystrybucyjnej	45
III.	Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	50
	III.1. Przepisy ogólne	50
	III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji	51
	III.3. Przekazywanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji	52
	III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych	52
	III.5. Dokumentacja techniczna i prawna	52
	III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych	52
	III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych	54
	III.8. Ochrona środowiska naturalnego	55
	III.9. Ochrona przeciwpożarowa	55
	III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych	55
	III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac	56
IV.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	57
	IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie	57
	IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	58
	IV.3. Wprowadzenie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.	58
V.	Współpraca ZAK S.A. z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	62
VI.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej ZAK S.A.	63
	VI.1. Obowiązki OSD ZAK S.A.	63
	VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	64
	VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej	66
	VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	67
	VI.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej	67
	VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	68
	VI.7. Programy łączeniowe	70
	VI.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przylęczonej do sieci dystrybucyjnej	71
	VI.9. Dane przekazywane przez podmioty do OSDn	72
VII.	Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej ZAK S.A.	74
VIII.	Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	75
	VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej	75
	VIII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	77

VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	78
VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	84
A. Postanowienia wstępne	86
A.1. Uwarunkowania formalno-prawne	86
A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy	87
A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego	88
A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania	89
A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych	91
A.6. Zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym.	
B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD	94
C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	95
C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych	95
C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD URB _{SD}	98
D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	105
D.1. Wymagania ogólne	105
D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	106
D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	106
E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego	108
F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej	111
F.1. Ogólne zasady powiadamiania	111
F.2. Weryfikacja powiadomień	111
G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia	113
H. Postępowanie reklamacyjne	115
I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	117
Słownik skrótów i definicji	119
Oznaczenia skrótów	121
Pojęcia i definicje	124
Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.
Załącznik nr 2	Formularz powiadomienia OSD ZAK S.A. przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej
Załącznik nr 3	Lista kodów którymi OSD ZAK S.A. informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej
Załącznik nr 4	Karty aktualizacji.

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1. ZAK Spółka Akcyjna jako operator systemu dystrybucyjnego zwana dalej OSD ZAK S.A. wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2. ZAK Spółka Akcyjna jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi(operator systemu dystrybucyjnego typu ISDN) prowadzi ruch, eksploatację, rozwój i bilansowanie sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 1997r., nr 54, poz. 348 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej IRiESD,
 - b) ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141),
 - c) decyzji Prezesa URE DPE-4711-1(4)/564/2010/IB wraz z późniejszymi zmianami o wyznaczeniu ZAK S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego.
 - d) koncesji ZAK Spółka Akcyjna na przesył i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/83/564/U/OT-6/98/MB wydana 08.12.1998r. wraz z późniejszymi decyzjami i postanowieniem zmieniającym,
 - e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - f) określone w IRiESD OSDp EnergiaPro,
 - g) ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).
- I.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez ZAK S.A. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju i bilansowania sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz

zakresu, sposobu przekazywania informacji,

- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.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 odpowiedzialny ZAK Spółka Akcyjna. niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców;
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110kV i wyższym;
- 5) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, OSD ZAK S.A. jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania, oraz we współpracy z operatorem systemu

- przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
 - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
 - 6) bilansowanie systemu dystrybucyjnego, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - b) zarządzania ograniczeniami systemowymi, wg poleceń operatora nadrzędnego
 - 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
 - 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
 - 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110kV,
 - 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w

porozumieniu z operatorem nadrzędnym systemów dystrybucyjnych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110kV.

- I.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.10. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt.I.9 (o ile się takie pojawiają) zostanie umieszczony w stosownej umowie która zostanie zawarta pomiędzy ZAK i OSP lub ISDN.
- I.11. ZAK Spółka Akcyjna jako OSD ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.12. Operator systemu przesyłowego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań, w tym także działań wynikających z koordynowania prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowania mocą jednostek wytwórczych o których mowa w pkt.I.9.
- I.13. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej,
 - 2) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.14. ZAK Spółka Akcyjna jako OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.15. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- I.16. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.
- I.17. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.18. W zależności od potrzeb, operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.19. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.20. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.21. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

- I.22. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.23. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.24. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD ZAK S.A.:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- I.25. IRiESD lub Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej.
- Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.26. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSD ZAK S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez OSD ZAK S.A., są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD ZAK S.A. URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD ZAK S.A.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od OSD ZAK S.A., wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u OSD ZAK S.A., wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem obowiązującym u danego operatora systemu dystrybucyjnego,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD ZAK S.A. we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- 4) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD ZAK S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia,
- 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD ZAK S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 6) pisemne potwierdzenie przez OSD ZAK S.A., złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku,
- 7) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia,
- 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, sporządzenie przez operatora systemu dystrybucyjnego ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5MW,

- 9) wydanie przez OSD ZAK S.A. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 10) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
 - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. Operator zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
 - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia OSD ZAK S.A..
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
 - d) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez operatora systemu dystrybucyjnego, zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.
- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD ZAK S.A..
- II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną OSD ZAK S.A. instalacji lub innych sieci
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym, ,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 16) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSD ZAK S.A.
- II.1.10. OSD ZAK S.A. wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.
- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD ZAK S.A. na podstawie opracowanej ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z sąsiednim OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy sąsiedni OSD planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.
- II.1.14. OSD ZAK S.A. wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.
- II.1.15. Warunki przyłączenia oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny („założenia do ekspertyzy”), dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSD EnergiaPro oraz OSP.
- Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, przed określeniem warunków przyłączenia uzgadnia je z operatorem, do którego sieci jest przyłączone.
- Jeżeli warunki przyłączenia określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD ZAK S.A.
- II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15 obejmuje:
- 1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.15 jest realizowane po przekazaniu przez

operatora systemu dystrybucyjnego do operatora systemu przesyłowego, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu do operatora systemu dystrybucyjnego o określenie warunków przyłączenia,
- 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

Kopię wystąpienia, OSD ZAK S.A. przesyła również spółce obszarowej OSP, właściwej ze względu na miejsce przyłączenia oraz dodatkowo za pośrednictwem poczty elektronicznej na adres wskazany przez OSP.

II.1.18. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD ZAK S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.19. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej powinna zawierać co najmniej:

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

II.1.20. ZAK Spółka Akcyjna jako OSD 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 i pomiarowo-rozliczeniowych.

II.1.21. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.

- II.1.22. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną operatora systemu dystrybucyjnego są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.23. Warunek, o którym mowa w pkt. II.1.22. nie dotyczy sieci dystrybucyjnej tworzącej oddzielny obszar regulacyjny.
- II.1.24. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.25. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, opracowują instrukcję o której mowa w pkt.VI.2.11. podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.26. 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.
- II.1.27. 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 II.5.
- II.1.28. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do operatora systemu dystrybucyjnego.

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

- II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.
- II.2.2. Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1, w zakresie połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

- 1) moc przyłączeniową,
- 2) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- 5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
- 6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
- 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych operatorów. Związane to jest ze zmianą:

- 1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach wymiany pomiędzy sieciami różnych operatorów,
- 2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
- 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
- 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale

upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

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

II.3.1. Zasady odłączania.

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.3.1.2. OSD ZAK S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej z zastrzeżeniem pkt. II.3.3.1.
- II.3.1.3. 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.
- II.3.1.4. OSD ZAK S.A. 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. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. OSD ZAK S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., uzgadnia z OSD ZAK S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. OSD ZAK S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci innych OSD..
- II.3.1.7. OSD ZAK S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów o których mowa w pkt. II.1.15.
- II.3.1.8. W niezbędnych przypadkach OSD ZAK S.A. zapewnia sporządzenie i zatwierdza

zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
- b) termin odłączenia,
- c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD ZAK S.A. za prawidłowe odłączenie podmiotu,
- d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

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

II.3.2.1. OSD ZAK S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.20, OSD ZAK S.A. stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.

lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,

II.3.2.2. OSD ZAK S.A. 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.

II.3.2.3. OSD ZAK S.A. bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.2.1. oraz pkt.II.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.3.2.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.2.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

II.3.3. Zasady zaprzestania oraz rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej

- II.3.3.1. OSD ZAK S.A. może zaprzestać dostarczania energii elektrycznej w przypadku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej np. wynikającego ze zmiany właściciela obiektu itp. W takim przypadku OSD ZAK S.A. może dokonać demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.3.3.2. OSD ZAK S.A. po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w rozdziale II.3.2.

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

- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.

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

- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..
- II.4.2.2. OSD ZAK S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110kV są obliczane przez operatora systemu przesyłowego lub EnergiaPro w uzgodnieniu z OSP.
- II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 110kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt.II.4.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSD ZAK S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD..
- II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt.II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- układów wzbudzenia,
 - układów regulacji napięcia,
 - sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - urządzeń regulacji pierwotnej,
 - czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.4.3.4. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

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

- II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.
- II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach OSD ZAK S.A. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.2.
- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.4.7.
- II.4.4.6. OSD ZAK S.A. może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.4.7. OSD ZAK S.A. może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.
- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD ZAK S.A.. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD ZAK S.A.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.

- II.4.5.1.5. OSD ZAK S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6. OSD ZAK S.A. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach Podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110kV.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączenia.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i

rozdzielniach sieci dystrybucyjnej zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
- 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
- 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

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

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

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

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

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

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,

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

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję:
 - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
 - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”,napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej,
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łącz.

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

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

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

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

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

- II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.
- II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H” , do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.
- II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej
- II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.
- II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.
- II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn
- II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:
- 1) rozcinające jako podstawowe,
 - 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn .
- II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

- II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110kV/SN/SN powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
 - 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
 - 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
 - 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika

zaczepów.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.4.5.1.10.

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

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

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

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

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

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

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

II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

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

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń

ziemnozwarciowych w liniach SN:

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

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

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

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

II.4.5.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zw
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Dł zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłąc
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalne
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach

niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

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

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

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

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

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

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

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

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

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

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

II.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

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

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być nap
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażać w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, prz instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD ZAK S.A.,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

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

- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.4.5.5.6.6. Jednostki wytwórcze o mocy 25MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD ZAK S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.5.6.7. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.8. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.5.6.9. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.5.6.1. OSD ZAK S.A. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej instrukcji oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.6.3. OSD ZAK S.A. może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać

wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej podlegają im również urządzenia EAZ.

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

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.

II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

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

II.4.6.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,

- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
- stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych ,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzewodowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch tej sieci co najmniej następujące informacje:
- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV,
 - b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
 - c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
 - d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) Telesterowanie:
- sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w

szczegółności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,

- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

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

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych, z czego przynajmniej jeden powinien być portem typu Ethernet.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz..

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielania 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 OSD ZAK S.A., powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji o której mowa w pkt. B.1. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSD ZAK S.A. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których OSD ZAK S.A. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację 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.

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 OSD ZAK S.A.. 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.

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

II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia,

Za zgodą OSD ZAK S.A., 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 400kVA włącznie. Zgoda OSD ZAK S.A. uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.7.1.6. OSD ZAK S.A. wraz z OSDp EnergiaPro uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.7.1.7. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji

obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:

- a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30MVA i wyższej,
- b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1MVA do 30MVA,
- c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1MVA,
- d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200GWh,
- e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5MW i nie większej niż 30MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30GWh i nie większym niż 200GWh (wyłącznie),
- f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800kW i nie większej niż 5MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4GWh i nie większym niż 30GWh (wyłącznie),
- g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4GWh,
- h) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200MWh,
- i) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200MWh.

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.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a), b) oraz c).

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

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją

profilu obciążenia,

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

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

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

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSD ZAK S.A..

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

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

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

II.4.7.1.12 Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa Operator Systemu Dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.4.7.1.13 Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD, 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:

- a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

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

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

- II.4.7.1.14 Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.15 Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 w przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.16 Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17 W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD ZAK S.A.. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18 W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD ZAK S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.4.7.1.1
9. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.7.1.2
0. 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.
- II.4.7.1.2
1. 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 OSD ZAK S.A..
- II.4.7.1.2
2. OSD ZAK S.A. 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 OSD ZAK S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD ZAK S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

- II.4.7.1.2 3. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.2 4. OSD ZAK S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.2 5. Jeżeli OSD ZAK S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD ZAK S.A. 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 pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.2 6. 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. OSD ZAK S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.2 7. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.2 8. 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, OSD ZAK S.A. może odpłatnie użyć zastępczy element układu pomiarowego.
- II.4.7.1.2 9. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a OSD ZAK S.A. dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.3 0. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.3 1. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A.**
- II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę

- dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD ZAK S.A..
- II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD ZAK S.A..
- II.4.7.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD ZAK S.A..
- II.4.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.
- II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy utrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
- c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR OSD ZAK S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych.– za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

- II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) 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,
 - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - g) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR OSD ZAK S.A. co najmniej raz na dobę,
 - h) 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),
 - i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączności transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy 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,
 - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych

- h) pomiarowych do LSPR OSD ZAK S.A. co najmniej raz na dobę,
h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii 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 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 utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD ZAK S.A. co najmniej raz na dobę,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii 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 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 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 OSD ZAK S.A. co najmniej raz na dobę,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

- II.4.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:
- liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej;
 - OSD ZAK S.A. może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do

OSD ZAK S.A. OSD,

- pomiaru mocy i energii biernej.

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy 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,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD ZAK S.A. co najmniej raz na dobę,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. OSD ZAK S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

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

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

II.4.8.4. Systemy do transmisji danych powinny zapewniać mechanizmy integralności przesyłanych danych tj. brak możliwości modyfikacji przesyłanych danych pomiędzy nadawcą a odbiorcą. Ponadto przy budowie systemów teletransmisyjnych należy stosować rozwiązania ustandaryzowane, w szczególności takie jak: Ethernet, IP, IEE 19.01, G.703, SDH, PDH.

II.4.9. Podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej 110 kV OSD ZAK S.A. i w dacie wejścia w życie IRiESD nie spełniają wymagań, o których mowa w pkt II.4.1-II.4.8 są zobowiązane do opracowania i uzgodnienia z OSD ZAK S.A. harmonogramu dostosowania swoich urządzeń, instalacji lub sieci do tych wymagań, a gdy dostosowanie do tych wymagań nie jest możliwe, opracowanie innych wymagań i uzgodnienia z OSD ZAK S.A. harmonogramu dostosowania swoich urządzeń, instalacji lub sieci do tych wymagań.

II.4.10. Harmonogram, o którym mowa w pkt. II.4.9 należy dostarczyć do OSD ZAK S.A.

w formie pisemnej, wraz z uzasadnieniem proponowanych odstępstw i terminów dostosowania urządzeń, instalacji lub sieci do wymagań docelowych, w terminie 60 dni od daty wejścia w życie IRiESD. Harmonogram złożony OSD ZAK S.A. po tej dacie lub bez załączonego uzasadnienia, OSD ZAK S.A. pozostawia bez rozpatrzenia. OSD ZAK S.A. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej 110 kV zobowiązani są do uzgodnienia harmonogramu w terminie 60 dni od daty jego złożenia.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD ZAK S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do OSD ZAK S.A. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- c) dane pomiarowe.

II.5.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do OSD ZAK S.A. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) schematy główne układów elektrycznych,
- b) dane jednostek wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,

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

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,
- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovu.

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawięń awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,

- g) emisje zanieczyszczeń SO_2 , NO_x , pyły i CO_2 ,
 - h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
 - i) informacje o charakterze sensorywnym tj.:
 - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
 - j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
 - k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
 - l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{\max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
 - m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
 - n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
 - o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
 - p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
 - q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
 - r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
 - s) moc czynną potrzeb własnych,
 - t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
 - u) maksymalną generowaną moc czynną,
 - v) minimalną generowaną moc czynną,
 - w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
 - x) statyzm turbiny,
 - y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
 - z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.
- II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD ZAK S.A..
- II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD ZAK S.A..**

- II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..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 operatora systemu dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..
- II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:
- rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
 - moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
 - przewidywaną elastyczność pracy,
 - liczbę dni remontów planowych,
 - 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.
- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSD ZAK S.A..odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD ZAK S.A..następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:
- zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD ZAK S.A..

II.5.4. Dane pomiarowe

- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV OSD ZAK S.A., dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozpięty mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. OSD ZAK S.A. dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV dostarczają OSD ZAK S.A. wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD ZAK S.A..

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. obejmują zagadnienia związane z:

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

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

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

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD ZAK S.A., uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

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

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i

instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

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

- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSD ZAK S.A. w dokumencie „Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.”
- III.1.8. Obowiązujące Zasady, o których mowa w pkt III.1.7 OSD ZAK S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w punktach obsługujących klientów.

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

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110kV oraz inne urządzenia określone przez operatora systemu dystrybucyjnego przyłączane lub przyłączone do sieci 110kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt.III.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD ZAK S.A. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD ZAK S.A., jeżeli właścicielem nie jest OSD ZAK S.A.) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSD ZAK S.A., w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z

EKSPLOATACJI

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

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

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

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna

- III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
 - a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na zasadzie umowy. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
 - a) wymagane przepisami prawa decyzje, pozwolenia i zgłoszenia,
 - b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
 - a) dokumentację powykonawczą,

- b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub 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.

III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
- f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,

- i) informacje o środkach łączności,
- j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

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

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

- III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.
- Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD ZAK S.A., informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teled adresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.
- III.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.
- III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., spory rozstrzyga OSD ZAK S.A..

III.7.6. OSD ZAK S.A., sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. OSD ZAK S.A., oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

III.8.2. OSD ZAK S.A., oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

III.8.4. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska oraz zgodną z przepisami wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów oraz urządzeń sieci dystrybucyjnej.

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

III.8.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. OSD ZAK S.A., opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące w szczególności:

- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
- b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. uzgadniają z OSD ZAK S.A. prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego w pkt.VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. przekazują do OSD ZAK S.A.

zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1. OSD ZAK S.A. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

III.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.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..

IV.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 niepokoju społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania, w tym stanu zapasów paliw w elektrowniach krajowych poniżej wymaganego poziomu określonego w odrębnych przepisach.

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

IV.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt.IV.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.

- IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. stosują się do poleceń OSD ZAK S.A.. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IV.1.6. OSD ZAK S.A. wraz z OSDp EnergiaPro podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. OSD ZAK S.A. w uzgodnieniu z OSDp EnergiaPro opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) awaryjne układy pracy sieci,
 - c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. 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, OSD ZAK S.A. udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym zgodnie z pkt. IV.3.4.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej..

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

OSDp w szczególności podejmuje następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
 - b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.
- IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,
 - d) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
 - e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt IV.3.6.
- IV.3.1.4. OSDp nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji

zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IV.3.3, IV.3.4, IV.3.5 i IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny.

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

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

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

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

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

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

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

- a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
- b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,

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

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

- a) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego, w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- b) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
- c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSDp przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci EnergiaPro są zobowiązani do powiadomienia o tym EnergiaPro w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

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

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

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

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz.

7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach. IV.3.2.10. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSDp powiadamia odbiorców EnergiaPro ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSDp.

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

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

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

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP.

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

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

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

IV.3.4. Tryb awaryjny.

IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.

IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15

minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IV.3.2.8.c).

IV.3.4.4. 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.

IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp

lub,

b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDp, w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

- IV.3.5.2. OSDp realizuje wymagania z pkt IV.3.5.1 do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.
- IV.3.5.3. OSDp w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do EnergiaPro informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.
- IV.3.5.4. OSDp w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.
- IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
 - a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.
- IV.3.6.4. OSDp i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
 - a) poziom napięcia,
 - b) pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
 - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

V. WSPÓLPRACA OSD ZAK S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. OSD ZAK S.A. 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 i wytwórcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy OSD ZAK S.A. z operatorem systemu przesyłowego są określone w IRiESD oraz IRiESP.
- V.3. OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp, do którego sieci są podłączone sieci OSDn
- V.4. Zasady i zakres współpracy EnergiaPro z OSD ZAK S.A. 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 EnergiaPro i OSD ZAK S.A.
- V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Współpraca OSD ZAK S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI OSD ZAK S.A.

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSD ZAK S.A. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
 - e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
 - g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSDp EnergiaPro,
 - i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.
- VI.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego OSD ZAK S.A. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych,
- VI.1.3. Działania OSD ZAK S.A. w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, są ustalane w drodze umowy z EnergiaPro oraz są zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.1.4. W przypadku, gdy OSD ZAK S.A. i zarządzany przez niego obszar sieci dystrybucyjnej spełniają samodzielnie kryteria współpracy równoległej ustalone przez ENTSO-E i zostanie utworzony tam samodzielny obszar regulacyjny, zasady współdziałania z operatorem systemu przesyłowego, jako koordynatorem KSE i ewentualnie innych systemów regulowane są wg procedur ENTSO-E. Regulacje te muszą uwzględniać polskie uwarunkowania prawne.
- VI.1.5. Dla utworzenia obszarów regulacyjnych OSD ZAK S.A. może łączyć części bądź

całe obszary sieci dystrybucyjnej, których ruch prowadzi.

- VI.1.6. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- VI.1.7. OSD ZAK S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSD Nadrzędnym. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od OSDp EnergiaPro.

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

- VI.2.1. OSD ZAK S.A. posiada służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb. Zadania wymienione w pkt.VI.1., realizują służby JB Energetyka.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez operatora systemu dystrybucyjnego i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt.VI.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie ZAK Spółka Akcyjna jako OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt.VI.2.10.
- VI.2.5. OSD ZAK S.A. przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
 - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- monitorowaniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z wyłączeniem koordynowanej sieci 110kV, a dla

- elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służba dyspozytorska OSD ZAK S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawuje operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.
- VI.2.8. Służba dyspozytorska o których mowa w pkt.VI.2.7. sprawuje operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służbę dyspozytorską OSD ZAK S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt.VI.2.5 do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ZAK S.A. ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.10. Zasady współpracy własnej służb dyspozytorskiej ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. wskazane przez OSD ZAK S.A., opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt.VI.2.10 oraz VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

- h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączy ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi OSD ZAK S.A., zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. OSD ZAK S.A. sporządza i udostępnia plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VI.3.2. OSD ZAK S.A. w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.6. OSD ZAK S.A. ustala sposób udostępniania planów o których mowa w pkt.VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. OSD ZAK S.A. sporządza i udostępnia plany:
- a) o których mowa w pkt.VI.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - b) o których mowa w pkt.VI.3.2. - do godz. 16:00 doby $n-1$,
- VI.3.8. OSD ZAK S.A. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. , innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, OSD ZAK S.A. uzgadnia harmonogramy remontów z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.3.9. OSD ZAK S.A. przesyła do wytwórców zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:

- a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
- b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym. *

VI.3.10. OSD ZAK S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

VI.4.1. OSD ZAK S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.

VI.4.2. OSD ZAK S.A. planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną w podziale na wymianę realizowaną siecią 110kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną o których mowa w pkt.VI.4.1, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSDp EnergiaPro.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD ZAK S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. 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.

VI.5.2. OSD ZAK S.A. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. 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 zwarciovych,
- d) rozpięty 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 zaczeów dławików gaszących,
 - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - k) harmonogram pracy transformatorów,
 - l) wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez OSD ZAK S.A. do dnia:
- a) 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
 - b) 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. OSD ZAK S.A. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..
- VI.6.2. OSD ZAK S.A. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
 - 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.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD ZAK S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia z zastrzeżeniem pkt.VI.6.4..
- VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia OSD ZAK S.A. w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.:
- a) do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,
 - b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,

- d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD ZAK S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- a) nazwę rozdzielni i 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.
- VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD ZAK S.A. wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ZAK S.A. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do OSD ZAK S.A. w terminie co najmniej 10 dni dla elementów sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. przed planowanym wyłączeniem.
- VI.6.7. OSD ZAK S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.8.
- VI.6.8. OSD ZAK S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110kV w terminie:
- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.
- VI.6.9. OSD ZAK S.A. jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110kV.
- VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- VI.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD ZAK S.A., w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSD ZAK S.A., powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Służby dyspozytorskie **OSD ZAK S.A.**, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia OSD ZAK S.A. w terminie co najmniej 10 dni - dla elementów sieci dystrybucyjnej, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. OSD ZAK S.A. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. OSD ZAK S.A. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez operatora systemu dystrybucyjnego uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD ZAK S.A. uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, OSD ZAK S.A. uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

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

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD lub jednostki wytwórcze uczestniczące w rynku bilansującym inne niż JWCD, biorą udział w

- procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z OSD ZAK S.A. plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, OSD ZAK S.A. określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt.VI.8.1:
- czas synchronizacji,
 - czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - planowane obciążenie mocą czynną,
 - czas odstawienia.
- VI.8.4. OSD ZAK S.A. uzgadnia z OSP parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.VI.8.3, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje OSP.
- VI.8.5. OSDp i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych nie uczestniczących w rynku bilansującym, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.6. OSD ZAK S.A. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- VI.8.7. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD ZAK S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.8. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.
- VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**
- VI.9.1. OSD ZAK S.A. otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci OSD ZAK S.A. oraz w uzasadnionych przypadkach pozostali odbiorcy wskazani przez OSD ZAK S.A., sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD ZAK S.A..
- VI.9.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują OSD ZAK S.A. prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., w zakresie i terminach określonych przez OSD ZAK S.A..

- VI.9.4. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej, przekazują w formie ustalonej przez OSD ZAK S.A. następujące informacje:
- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiem 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 rozbiem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
 - b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej 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.
- VI.9.5. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do OSD ZAK S.A.:
- a) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiem 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 rozbiem 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.
- VI.9.6. OSD ZAK S.A. przekazuje do OSP, dla każdej godziny doby, następujące dane:
- a) wartości wytworzonej mocy przez JWCK określone przez OSP,
 - b) wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze nJWCD i inne niż JWCK o których mowa w podpunkcie a).

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10%, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

- VII.2. Sieć dystrybucyjna OSD ZAK S.A. o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego nie przekraczał wartości 1,4.

- VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

- VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSD ZAK S.A.. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSDp EnergiaPro w porozumieniu z OSP.

- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD ZAK S.A.

- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSD ZAK S.A..

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- a) napięcia znamionowe,
- b) częstotliwość znamionowa.

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

VIII.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 odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VIII.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 110kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:

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

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110kV:

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

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

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

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII

ELEKTRYCZNEJ

- VIII.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- VIII.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VIII.4.1.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana
- VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- VIII.2.5. OSD ZAK S.A. w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
 - 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku

podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

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

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

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy
- d) Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

VIII.3.2.2.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki

o fazowym prądzie znamionowym $>16A$

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

Tablica 5.

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

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) Telefonicznie, ogłoszeń internetowych, - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;

- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

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

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.**

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) zwaną dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej Instrukcji,
- b) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-1(4)564/2010/IB z dnia 01 kwietnia 2010r o wyznaczeniu ZAK Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wraz z późniejszymi zmianami,
- c) koncesji ZAK Spółka Akcyjna na przesył i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/83/564/U/OT-6/98/MB wydana 08.12.1998r. wraz z późniejszymi decyzjami i postanowieniem zmieniającym
- d) taryfy ZAK Spółka Akcyjna jako Operatora Systemu Dystrybucyjnego,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE Operator S.A..

A.1.2. EnergiaPro jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDp.

OSD ZAK S.A. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDn.

OSD ZAK S.A., jako OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez OSDp EnergiaPro, na podstawie stosownej umowy zawartej pomiędzy EnergiaPro a OSD ZAK S.A. oraz zapisów pkt. A.6.

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

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD ZAK S.A., a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
 - e) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
 - f) procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
 - h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
 - i) postępowanie reklamacyjne,
 - j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną EnergiaPro i OSD ZAK S.A., 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.
- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) OSD ZAK S.A.,
 - b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD ZAK S.A.,
 - d) sprzedawców energii elektrycznej,
 - e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

- A.3.1. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.

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

- A.3.2. OSD ZAK S.A. 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.
- A.3.3. OSD ZAK S.A. uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla każdego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD ZAK S.A., sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale E.
- A.3.8. Informacja o sprzedawcach o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1 podpunkt b) (zwanymi dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem www.zak.com.pl oraz www.zak.eu.
- A.3.9. OSD ZAK S.A. 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 z urzędu energii elektrycznej,
 - c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy z OSDp EnergiaPro z OSDn ZAK określa: „umowa o świadczenie usług Operatora Pomiarów na Rynku Bilansującym przez EnergiaPro na rzecz ZAK S.A.”

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

A.4.1. OSD ZAK S.A. zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji.

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

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. OSD ZAK S.A., z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.5, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSD ZAK S.A.,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z OSD ZAK S.A.,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórca (URD_w) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD ZAK S.A..

A.4.3.2. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD ZAK S.A., spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- b) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórca (URD_w) również zasad jego zmiany,
- c) sposób i zasady rozliczeń z OSD ZAK S.A. z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórca (URD_w).

A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSD, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD ZAK S.A. oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez OSD ZAK S.A. z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,

- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
 - c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
 - e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD ZAK S.A. oraz ich dane adresowe,
 - f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD ZAK S.A.,
 - g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D) za których bilansowanie handlowe odpowiada POB.
 - h) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
 - i) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
 - j) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB), zgodny z pkt. C.1.5.,
 - k) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
 - l) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP.
- A.4.3.4. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.
- A.4.3.5. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD ZAK S.A., posiadający zawartą z OSD ZAK S.A. generalną umowę 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 ZAK S.A. oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD ZAK S.A., którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
 - b) warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD ZAK S.A., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
 - c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
 - d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD ZAK S.A.,
 - e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., którzy

zawarli umowę sprzedaży z tym Sprzedawcą,

- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD,
- g) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z OSD ZAK S.A. oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez OSD dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D),
- l) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD ZAK S.A. dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD ZAK S.A.,
- m) zobowiązanie stron umowy do stosowania postanowień IRiESD,
- n) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD ZAK S.A. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- o) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

A.4.3.6. Umowa, o której mowa w pkt.A.4.3.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy sprzedaż energii do URD jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego, wskazanego przez tego URD..

A.5. ZASADY UDZIAŁU OSD W ADMINISTRACJI RYNKIEM BILANSUJACYM, ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. EnergiaPro bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej oraz także w sieci OSD ZAK S.A. w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

EnergiaPro bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. na podstawie zawartych umów z OSD ZAK S.A..

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, OSD ZAK S.A. realizuje samodzielnie oraz poprzez zawarte umowy z OSDp EnergiaPro następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez

POB,

- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- d) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- e) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- f) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- g) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSD ZAK S.A. realizuje samodzielnie oraz poprzez zawarte umowy z OSDp EnergiaPro następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) 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,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- d) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. EnergiaPro nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. nie objętej obszarem rynku bilansującego.

A.5.5. EnergiaPro nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci EnergiaPro oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez EnergiaPro. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) URD typu wytwórca - AAAA_PROD_W_XXXXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._W...(numer podmiotu)...
- b) URD typu odbiorca - AAAA_PROD_O_XXXXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._O...(numer podmiotu)...
- A.5.6. Oznaczenia kodowe EnergiaPro są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy EnergiaPro i OSP umowy przesyłowej.
- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz OSD ZAK S.A.. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.5.8. EnergiaPro nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDDX_AAAA_PROD_XXXXXXX (19znaków), gdzie:
(X - kod typu URD w MDD)_(oznaczenie literowe Sprzedawcy)_(Oznaczenie OSDp)_(numer obiektu MB),
- A.5.10. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXXXXX, gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDp)_(typ URD)_(numer podmiotu),
- A.5.11. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać: PROD_XXXXXXXXXXXX, gdzie:
(PROD-stale oznaczenie)-(10 cyfrowy niepowtarzalny indeks opisujący punkt poboru energii w sieci OSDp) (2 cyfrowa liczba kontrolna),
- A.5.12. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: PROD_XXXXXXXXXXXX_YYYYYYY, gdzie:
(KOD PPE) + (dodatkowy indeks opisujący funkcję i rodzaj urządzenia pomiarowego),
- A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM**
- A.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.

OSD ZAK S.A. jako OSDn posiada zawartą z EnergiaPro jako OSDp stosowną umowę o świadczenie usług Operatora Pomiarów.

- A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać, na dzień rozpoczęcia realizacji umowy o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia „systemowego” oraz niniejszej IRiESD,
- A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:
- a) o świadczenie usług przesyłania 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.

- A.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,
- A.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.
- A.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.
- A.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 skutkowało 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).
- A.6.8. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URDo. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez OSD ZAK S.A. na stronie internetowej.
- B.2. Podmioty występujące o zawarcie umowy dystrybucji, na dzień podpisania umowy muszą spełniać postanowienia zawarte w pkt. II.4.7. IRiESD.
- B.3. Umowa dystrybucji musi być zawarta przed przesłaniem powiadomienia o którym

mowa w pkt. F.1.1.

- B.4. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę z którym URDo ma podpisaną umowę sprzedaży energii elektrycznej o ile dotrzymane zostały warunki określone w pkt. B5..
- B.5. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej o których mowa w pkt. B.4. określa rozdział F.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

- C.1.1. Funkcję Operatora Pomiarów i administrowanie danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A. prowadzi zgodnie z zawartą umową EnergiaPro.
- C.1.2. Administrowanie przez OSD ZAK S.A. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych 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 ZAK S.A.,
 - c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - d) udostępnianie EnergiPro, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. OSD ZAK S.A. pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSD ZAK S.A. pozyskuje te dane w postaci:
- a) godzinowego zużycia/wytwarzania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników – dane godzinowe
 - b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.
- Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością do 1kWh. Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym

powinny zostać przeniesiona do następnego okresu.

Dane pomiarowe o których mowa:

- 1) w powyższym ppkt. a), OSD ZAK S.A. pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym,
 - 2) w powyższym ppkt. b), OSD ZAK S.A. pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD ZAK S.A., a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD ZAK S.A. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- C.1.4. OSD ZAK S.A. wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- C.1.5. OSD ZAK S.A. wyznacza rzeczywiste ilości energii 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 IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
 - c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
 - d) standardowych profili zużycia (o którym mowa w rozdziale G.), wartości energii wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych o których mowa w pkt. C.1.6. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD ZAK S.A. w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD ZAK

S.A. dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji OSD ZAK S.A., oraz na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

- C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSD ZAK S.A. wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- EnergiaPro jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESD,
 - POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_w,
 - sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych danych.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSD ZAK S.A. udostępnia następujące dane pomiarowe:
- Sprzedawcom:
 - o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,
 - godzinowe URD niezwłocznie po ich pozyskaniu przez OSD ZAK S.A. zgodnie z pkt. C.1.3.1).

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSD ZAK S.A.,
 - 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 o świadczenie usług dystrybucji.
- C.1.12. OSD ZAK S.A. udostępnia Sprzedawcy wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSD ZAK S.A.) tych URD (dla PPE), którzy wyrażą na to zgodę w umowach o świadczenie usług dystrybucji zawartych z OSD ZAK S.A. lub w przekazanym przez Sprzedawcę zgłoszeniu umowy sprzedaży. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.
- C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - korekty danych składowych,
 - rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,
- i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.
- C.1.14. URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do OSD ZAK S.A. z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach

określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD URB_{SD} (METODA ROCZNA)

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

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

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} EnergiaPro odbywa się według następującego algorytmu:

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

Ustala się że:

- a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej EnergiaPro jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
- b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustaloną przez EnergiaPro przed rozpoczęciem tego okresu.

- 4) EnergiaPro do końca października, udostępnia POB URB_{SD} , planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JG_{BI} .
- C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej EnergiaPro, z wyłączeniem MDD URB_{SD} , odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa EnergiaPro według następujących zasad:
- 1) Wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *n-tej* Dobie handlowej, wyznaczona od *n+1* do *n+4* Doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JG_{BI} EnergiaPro, o którym mowa w pkt. C.3.2.3),
 - 2) Ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru EnergiaPro, o której mowa w pkt. C.3.2.3).
- C.2.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

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

gdzie:

- $E_{OSP}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci EnergiaPro z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{WYT}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci EnergiaPro przez wytwórców, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{OSD}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci EnergiaPro przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{URB_O}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci EnergiaPro przez uczestników rynku bilansującego typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- $E_{URD_W}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci EnergiaPro przez URD_w, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
- $E_{URD_P}^{-/+}$ ilość energii elektrycznej pobrana z sieci EnergiaPro przez URD, dla których POB URB_{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
- E_{RB_OS} ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej EnergiaPro, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7

- za zakończony rok kalendarzowy;
- E_{URD_P} ilość energii elektrycznej pobrana z sieci OSD przez URD dla których URB_{SD} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe.
- C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} EnergiaPro na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej EnergiaPro.
- C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:
- 1) EnergiaPro po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
 - 2) Korekta ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczona przez EnergiaPro, celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku, z zastrzeżeniem pkt. C.2.10.
- C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: $m-2$, $m-4$, $m-7$ oraz $m-15$, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.
- C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} i JG_{BI} EnergiaPro wyznaczone w miesiącu m dla miesiąca $m-15$ uznawane są za ostateczne.
- C.2.10. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczone w pkt. C.2.7.2) oraz sposób rozliczania tej energii na zasadach Rynku Bilansującego przekazywane są do URB_{SD} i stanowią podstawę rozliczeń pomiędzy EnergiaPro oraz URB_{SD}.

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

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., 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 dystrybucji.

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSD ZAK S.A.. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD ZAK S.A. oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD ZAK S.A., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD.

URD zawiera z OSD ZAK S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej. Umowa dystrybucji między URD i OSD ZAK S.A. powinna zostać zawarta przed zgłoszeniem do OSD ZAK S.A. przez sprzedawcę powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1.

D.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD ZAK S.A. 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.

Dla odbiorców przyłączonych do sieci OSD ZAK S.A. na niskim napięciu, OSD ZAK S.A. może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym za który OSD ZAK S.A. posiada odczytane wskazania.

D.1.5. 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 powiadomienie zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i dokonał pozytywnej weryfikacji tego powiadomienia, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów o których mowa w pkt. F.1.2.

D.1.6. 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, tzw. sprzedawcę podstawowego. Powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1 dokonuje wyłącznie sprzedawca podstawowy. Energia elektryczna zmierzona w PPE odbiorcy, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w umowie generalnej przez sprzedawcę podstawowego.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy OSD ZAK S.A., a odbiorcą oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1.
- D.2.2. Odbiorca dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- D.2.3. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży/umowę kompleksową lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- D.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym i odbiorcy, powiadamia OSD ZAK S.A. (na zasadach opisanych w pkt. F.1.) oraz dotychczasowego sprzedawcę, o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą.
- D.2.5. OSD ZAK S.A., w terminie do 5 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania powiadomień, o którym mowa w pkt. F.1.2., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F. OSD ZAK S.A. informuje nowego sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgodnie z pkt. F.2.
- D.2.6. Dla dotychczasowego sprzedawcy, OSD ZAK S.A. zaprzestaje z ostatnim dniem miesiąca kalendarzowego, w którym nastąpiło powiadomienie o którym mowa w pkt. D.2.4., świadczenia usług dystrybucji umożliwiających realizację umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą.
- Z pierwszym dniem następnego miesiąca kalendarzowego, OSD ZAK S.A. umożliwia realizację umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą i nowym sprzedawcą.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.3.1. OSD ZAK S.A. udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD ZAK S.A.:
- a) na stronach internetowych OSD ZAK S.A.,
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD ZAK S.A.,
 - c) w siedzibie OSD ZAK S.A...
- D.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie OSD ZAK S.A.,
 - b) listownie na adres OSD ZAK S.A.,
 - c) pocztą elektroniczną,
 - d) faksem,
- lub telefonicznie.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej OSD ZAK S.A..

- D.3.4. OSD ZAK S.A. 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.

E ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_o), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A.;
- b) URD typu wytwórca (URD_w), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A..

URD_o wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD, ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_o .

- E.2. Proces przejścia przez POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_w , jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca lub URD_w powiadamia OSD ZAK S.A., na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej OSD ZAK S.A. lub 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;
 - 2) OSD ZAK S.A. dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
 - 3) OSD ZAK S.A., w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) informuje sprzedawcę lub URD_w oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPO URD_o posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w do MB JG_o, którą dysponuje nowy POB;
 - 4) OSD ZAK S.A., w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_w o przyczynach negatywnej weryfikacji.
- E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.
- E.4. Z dniem zmiany POB, OSD ZAK S.A. przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:
- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
 - 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
 - 3) URD_w mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_w;
 - 4) URD_o mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_o.
- E.5. Jeżeli OSD ZAK S.A. otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, od sprzedawcy lub URD_w przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym, zgodnie z zasadami określonymi przez OSP, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. 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 OSD w przypadku utraty POB przez URD_W. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URD_O przejmuje sprzedawca rezerwowy.

- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_O, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URD_O utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URD_O traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku URD_O nie posiada ważnej umowy sprzedaży i OSD ZAK S.A. ma prawo do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD_O, bez ponoszenia przez OSD ZAK S.A. odpowiedzialności z tego tytułu. Energia pobrana przez URD_O 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.
- E.8. Jeżeli URD_W utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_W, w porozumieniu z OSD ZAK S.A., winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSD ZAK S.A., a OSD ZAK S.A. ma prawo do wyłączenia tego URD_W, bez ponoszenia przez OSD ZAK S.A. odpowiedzialności z tego tytułu. 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 OSD ZAK S.A. a URD_W.
- E.9. OSD ZAK S.A. 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 OSD realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy lub URD_W, na zasadach opisanych odpowiednio w pkt. E.7 i E.8.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_W jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD ZAK S.A. i sprzedawcy lub URD_W, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.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 OSD ZAK S.A..

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

- F.1.1. Sprzedawca jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD ZAK S.A. w formie powiadomienia, w imieniu własnym i URD, informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- F.1.2. OSD ZAK S.A. przyjmuje powiadomienia o których mowa w pkt. F.1.1. od pierwszego do dziesiątego dnia każdego miesiąca. Powiadomienia dokonuje się na formularzu określonym przez OSD ZAK S.A., zgodnie z procedurą określoną w niniejszym rozdziale F.
- F.1.3. Zawartość formularza powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.2. określa Załącznik nr 3 do IRiESD. Załącznikiem do powiadomienia jest pełnomocnictwo do reprezentowania URD przez Sprzedawcę. Aktualny wzór formularza, o którym mowa w pkt. F.1.2. obowiązujący na obszarze działania OSD jest publikowany na stronie internetowej OSD ZAK S.A. oraz udostępniany na wniosek użytkowników systemu w siedzibie OSD ZAK S.A..
- F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od momentu zakończenia przyjmowania przez OSD ZAK S.A. powiadomień, o których mowa w pkt. F.1.1., zgodnie z terminem o którym mowa w pkt. F.1.2.
- F.1.5. Poza okresem o którym mowa w pkt. F.1.2., system informatyczny OSD ZAK S.A. nie będzie przyjmował powiadomień o których mowa w pkt. F.1.1. W przypadku, gdy OSD ZAK S.A. będzie przyjmowało powiadomienia również w formie papierowej, powiadomienia które wpłynęły do OSD ZAK S.A. poza okresem określonym w pkt. F.1.2. będą traktowane jako powiadomienia, które wpłynęły w okresie od pierwszego do dziesiątego dnia następnego miesiąca.
- F.1.6. Sprzedawca stanowiący stronę umowy sprzedaży energii elektrycznej jest zobowiązane do informowania OSD ZAK S.A. o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w załączniku o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. F.1.1. na formularzu określonym przez OSD ZAK S.A., z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.
- F.1.7. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej dotyczących nowego PPE lubwego nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSD ZAK S.A. za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1. W takim przypadku powiadomienia przyjmowane są przez cały okres miesiąca, a ich weryfikacja następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez OSD ZAK S.A..

F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- F.2.1. OSD ZAK S.A. dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich kompletności i zgodności z umowami o których mowa w pkt. A.4.3., w zakresie określonym w pkt.F.1.3., w terminie do pięciu dni roboczych od zakończenia przyjmowania powiadomień, o którym mowa w pkt. F.1.2. i F.1.3.
- F.2.2. OSD ZAK S.A. przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 3 do IRiESD.
- F.2.3. Ponowne rozpatrzenie zgłoszenia, w przypadku weryfikacji negatywnej, wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.
- F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. F.1.1., OSD ZAK S.A. przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. OSD ZAK S.A. określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD ZAK S.A. spośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w poniższej Tabelicy T.1.
- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, OSD ZAK S.A. na podstawie:
 - a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD ZAK S.A..
- G.4. W przypadku zmiany parametrów o których mowa w pkt. G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD ZAK S.A.. W takim przypadku OSD ZAK S.A. dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji o której mowa w pkt. G.3.

Tablica T.1. – Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych - udział % w godzinie doby.

Godzina	Profil [udział % obciążenia w godzinie doby]:	
	PC11	PC12
0	1,9	2,4
1	1,9	2,4
2	1,9	2,4
3	1,9	2,4
4	1,9	2,8
5	2,3	5,0
6	4,4	6,0
7	6,7	6,2
8	7,1	6,3
9	7,2	6,1
10	7,2	6,3
11	7,2	6,0
12	7,2	6,4
13	7,2	6,0
14	7,2	5,3
15	6,7	4,3
16	4,6	4,6
17	3,2	3,9
18	2,6	2,8
19	2,1	2,6
20	1,9	2,6
21	1,9	2,4
22	1,9	2,4
23	1,9	2,4

Liczby w tabeli oznaczają dla każdej godziny procentowy udział dobowego zużycia energii elektrycznej.

W dniu zmiany czasu zimowego na letni pomijana jest wartość dla godziny 2.

W dniu zmiany czasu letniego na zimowy wartość dla godziny 2 wykorzystywana jest dwukrotnie.

Nazwa profilu:

PC11 profil dla odbiorcy taryfy C, taryfa jednostrefowa,

PC12 profil dla odbiorcy taryfy C, taryfa dwustrefowa;

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD ZAK S.A., na adres:
ZAK Spółka Akcyjna
ul. Mostowa 30a
47-220 Kędzierzyn-Koźle,
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD ZAK S.A. powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - zgłaszane żądanie;
 - dokumenty uzasadniające żądanie.
- H.5. OSD ZAK S.A. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - 30 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.
- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD ZAK S.A. zgodnie z pkt. H.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD ZAK S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD ZAK S.A. żądania;
 - uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. H.3.
- H.7. OSD ZAK S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD ZAK S.A. 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 ZAK S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

- H.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD ZAK S.A., 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 ZAK S.A. i podmiot składający reklamację.
- H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.10. Procedury reklamacyjne dotyczące korekty danych pomiarowych dla MD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są pkt. C.1.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. OSD ZAK S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
 - a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
 - a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. OSD ZAK S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
 - a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD ZAK S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
 - a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD ZAK S.A. z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. OSD ZAK S.A. przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej OSDp EnergiaPro oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD ZAK S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej na podstawie poleceń telefonicznych OSDp EnergiaPro oraz zgodnie z „Wykazem ograniczeń z określeniem dopuszczalnej wartości poboru mocy w stopniach zasilania” mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE,

dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.

- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD ZAK S.A. podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp EnergiaPro.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD ZAK S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK POJEŃ I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD- Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP- Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
_FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
_wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej

MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
F_{MDD}	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
p_{MDD}	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
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
SNO	Samoczynne napięciowe odciążenie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$$

gdzie: i – 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_W Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii

URB_O Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii:

- **URB_{SD}** – odbiorca sieciowy
- **URB_{OK}** – odbiorca końcowy

URB_{PO} Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną

URD Uczestnik Rynku Detalicznego

URD_O Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca

URD_W Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca

URE Urząd Regulacji Energetyki

WIRE System wymiany informacji o rynku energii

WPKD Wstępny plan koordynacyjny dobowy

ZUSE Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii

Rynku Detalicznego (pMDD)	zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, 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 przedlicznikowego 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	Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
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 siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc 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 ciepłego 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 farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.

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: <ol style="list-style-type: none">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.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom - wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie

	kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	<p>Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych:</p> <p>a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,</p> <p>b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.</p>
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar 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 Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważą 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.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne

	wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych

	oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i

	sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.

Uczestnik Rynku Bilansującego	podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
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 pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.

Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na

podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

